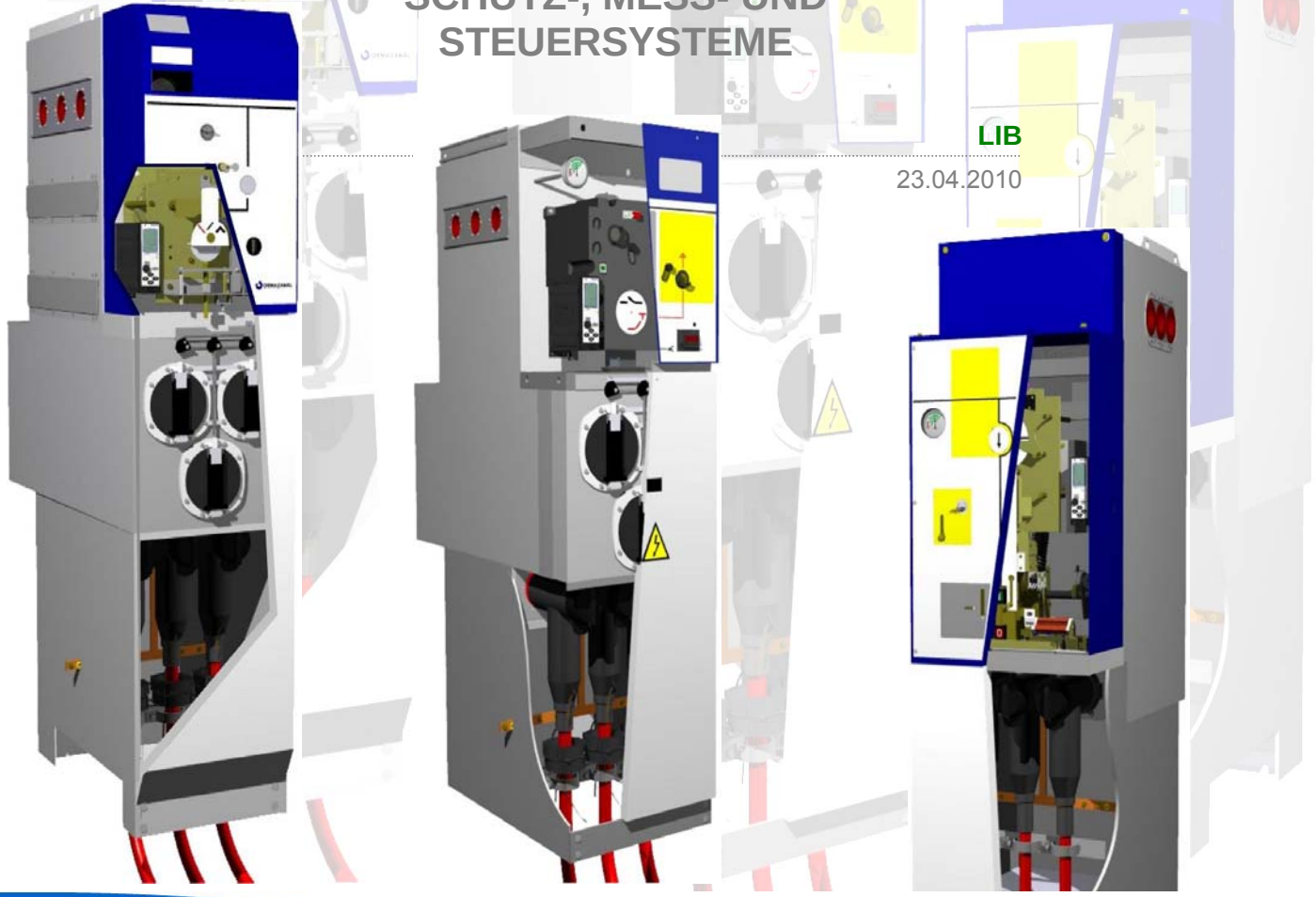
ORMAZABAL

IG-157-AT/CH
Version 03

Betriebsanleitung

ekorRPci

SCHUTZ-, MESS- UND STEUERSYSTEME



LIB

23.04.2010

Amtliche Hinterlegung: BI-1309/09

ACHTUNG!

Während des Betriebs der kompletten Mittelspannungsanlage führen bestimmte Bauteile Spannung, andere können in Bewegung sein und an bestimmten Bauteilen wird eine hohe Temperatur erreicht. Folglich können bei der Benutzung elektrische, mechanische und thermische Gefahren entstehen.

Um einen angemessenen Schutzgrad für die Personen und Anlagen zu erreichen und unter Berücksichtigung der diesbezüglich anwendbaren Umweltschutzempfehlungen entwickelt und fertigt Ormazabal seine Produkte auf Grundlage der integrierten Sicherheit, die auf den folgenden Kriterien beruht:

- ***Eliminierung der Gefahren, wo immer dies möglich ist.***
- ***Wenn dies aus technischer oder wirtschaftlicher Sicht nicht durchführbar ist, werden an der Anlage die geeigneten Schutzvorrichtungen vorgesehen.***
- ***Mitteilung der Restgefahren, damit die betrieblichen Verfahren entwickelt werden können, die solche Gefahren vermeiden, die Schulung des Betriebspersonals, die diese Verfahren anwendet und den Einsatz der entsprechenden persönlichen Schutzmittel erlauben.***
- ***Einsatz recyclingfähiger Werkstoffe und Definition der Verfahren zur Behandlung der Anlagen und deren Bauteile, damit diese nach dem Ende ihrer Nutzungsdauer in angemessener Form entsorgt werden können, wobei die von den zuständigen Behörden festgelegten Umweltschutzbestimmungen so weit wie möglich eingehalten werden.***

Daher werden bei der Anlage, die in dieser Anleitung beschrieben wird, bzw. in deren Umgebung die Bestimmungen aus dem Abschnitt 11.2 der neuen Norm IEC 62271-1 angewendet. Weiterhin dürfen nur Personen mit der entsprechenden Vorbereitung und Überwachung gemäß den Bestimmungen in der Norm EN 50110-1 über den Betrieb von elektrischen Anlagen und der Norm EN 50110-2, die auf alle diesbezüglichen Tätigkeiten anwendbar sind, an, mit bzw. in der Nähe einer elektrischen Anlage arbeiten. Diese Mitarbeiter müssen mit den in dieser Anleitung enthaltenen Anweisungen und Warnhinweisen sowie den allgemeinen Vorschriften aus der jeweils anwendbaren Rechtsprechung eingehend vertraut sein.

Die obigen Aspekte müssen sorgfältig beachtet werden, da der korrekte und sichere Betrieb dieser Anlage nicht nur von seiner Konstruktion, sondern auch von Umständen abhängt, die nicht in den Zuständigkeitsbereich und unter die Verantwortlichkeit des Herstellers fallen. Dazu zählen:

- ***Der Transport und das Handling der Anlage ab dem Werk bis zu seinem Aufstellungsort müssen in geeigneter Form erfolgen.***
- ***Mögliche Zwischenlagerungen müssen unter solchen Bedingungen erfolgen, dass die Eigenschaften der Einheit bzw. deren wesentlicher Bestandteile nicht verändert oder beeinträchtigt werden.***
- ***Die Betriebsbedingungen müssen der zweckgemäßen Nutzung der Anlage entsprechen.***
- ***Die Schaltungen und Betriebsabläufe müssen strikt anhand der Betriebsanleitung erfolgen, wobei die jeweils anwendbaren Betriebs- und Sicherheitsprinzipien eindeutig verstanden sein müssen.***
- ***Die Wartung muss unter Berücksichtigung der tatsächlichen Betriebs- und Umgebungsbedingungen am Aufstellungsort in geeigneter Form ausgeführt werden.***

Somit haftet der Hersteller nicht für bedeutende indirekte Schäden einschließlich entgangenem Gewinn, Stillstandszeiten, Reparaturaufwendungen oder Materialersatz, die sich unabhängig von der jeweiligen Rechtsprechung aus einem Verstoß der Gewährleistungsbedingungen ableiten.

Gewährleistung

Der Hersteller gewährt eine Garantie auf alle Material- und Funktionsfehler mit einer Dauer, die in den vertraglichen Unterlagen festgelegt wird. Wenn ein Mangel erkannt wird, kann der Hersteller darüber entscheiden, die Anlage instand zu setzen oder zu ersetzen. Unsachgemäße Manipulationen an der Anlage sowie die Instandsetzung durch den Kunden wird als ein Verstoß gegen die Gewährleistungsbedingungen betrachtet.

Registrierte Markenzeichen und Urheberrechte

Alle in diesem Dokument erwähnten registrierten Markenzeichen liegen im Eigentum der jeweiligen Besitzer. Das Urheberrecht dieser Anleitung liegt beim Hersteller.

Aufgrund der kontinuierlichen Weiterentwicklung der Normen und neuer Konstruktionen unterliegen die in diesen Anweisungen enthaltenen Elemente Änderungen ohne vorherige Ankündigung.

Diese Merkmale sowie die Verfügbarkeit des Materials haben erst Gültigkeit nach Bestätigung durch die technische Abteilung bzw. Vertriebsabteilung von Ormazabal.

INHALT

1. ALLGEMEINE BESCHREIBUNG 6

1.1. ALLGEMEINE FUNKTIONSMERKMALE 7

1.2. SYSTEMBESTANDTEILE 8

1.2.1. Elektronisches Relais 9
1.2.2. Stromsensoren 9
1.2.3. Bistabiler Auslöser und Auslösespule 10

1.3. KOMMUNIKATIONS- UND PROGRAMMIERSOFTWARE 10

2. ANWENDUNGEN 12

2.1. FERNGESTEUERTE TRANSFORMATOR- UND SCHALTANLAGEN-UNTERSTATIONEN 12

2.2. AUTOMATISCHES WIEDEREINSCHALTEN VON LEITUNGEN (AWE) 13

2.3. LEITUNGSSCHUTZ MIT LEITUNGSCHALTER 13

2.4. TRANSFORMATORSCHUTZ 15

2.5. AUTOMATISCHE UMSCHALTUNG 16

2.6. NULLSPANNUNGSABHÄNGIGER ERDSTROMSCHUTZ 16

2.7. VERRIEGELUNGEN 17

2.7.1. Erdungsverhinderung 17
2.7.2. Schließblockierung per Rückflussspannung 17

3. SCHUTZFUNKTIONEN 18

3.1. ÜBERSTROM 18

3.2. SENSIBLER ERDSCHLUSSSCHUTZ 21

4. ERKENNUNGS-, AUTOMATISIERUNGS- UND STEUERFUNKTIONEN 22

4.1. AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG (AWE) 22

4.2. ANLIEGEN/FEHLEN DER SPANNUNG 23

4.3. SCHALTERSTEUERUNG 24

4.4. FERNSTEUERUNG 25

5. MESSFUNKTIONEN 26

5.1. STROM 26

5.2. SPANNUNG 26

6. SENSOREN 26

6.1. STROMSENSOREN 26

6.1.1. Funktionsmerkmale der Stromsensoren 27
6.1.2. Holmgreen- bzw. Erdstromverschaltung 28

6.2. SPANNUNGSSENSOREN 30

7. TECHNISCHE DATEN 31

7.1. BEMESSUNGS-WERTE 31

7.2. MECHANISCHE AUSFÜHRUNG 31

7.3. ISOLATIONSPRÜFUNG 31

7.4. ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT 31

7.5. KLIMAPRÜFUNG 32

7.6. MECHANISCHE PRÜFUNG 32

7.7. LEISTUNGSPRÜFUNG 32

7.8. CE-KONFORMITÄT 32

8. GERÄTETYPEN DES SCHUTZ-, MESS- UND STEUERSYSTEMS 33

8.1. BESCHREIBUNG DER GERÄTETYPEN UND IHRER FUNKTIONEN 33

8.2. RELAIS-KONFIGURATOR 35

8.3. ekorRPGci-SYSTEME 36

8.3.1. Funktionsbeschreibung 36
8.3.2. Definition der Ein- und Ausgänge 37
8.3.3. Technische Eigenschaften 39
8.3.4. Schaltfeldinstallation 41
8.3.5. ekorRPGci-Stromlaufplan 42
8.3.6. Einbau der Ringkern-Stromwandler 43
8.3.7. Prüfung und Wartung 44

8.4. ekorRPTci-SYSTEME 47

8.4.1. Funktionsbeschreibung 47
8.4.2. Definition der Ein- und Ausgänge 47
8.4.3. Technische Eigenschaften 48
8.4.4. Schaltfeldinstallation 52
8.4.5. ekorRPTci-Stromlaufplan 53
8.4.6. Einbau der Ringkern-Stromwandler 54
8.4.7. Prüfung und Wartung 54

9. EINSTELL- UND BEDIENUNGSMENÜS 56

9.1. TASTENFELD UND ALPHANUMERISCHES DISPLAY 56

9.2. DISPLAY 57

9.3. PARAMETEREINSTELLUNGEN 59

9.3.1. Schutzparameter 59
9.3.2. Das Menü „Parametereinstellungen“ 60

9.4. AUSLÖSUNG QUITTIEREN 64

9.5. FEHLERCODES 65

9.6. AWE-CODES 65

9.7. MENÜPLAN (SCHNELLZUGRIFF) 66

10. KOMMUNIKATION 67

10.1. PHYSIKALISCHES MEDIUM: RS-485- UND LWL-KABEL 67

10.2. MODBUS-PROTOKOLL 67

10.2.1. Lese- und Schreibfunktionen 68
10.2.2. Beschreiben passwortgeschützter Register 69
10.2.3. CRC-Erzeugung 69
10.2.4. Registertabelle 70

10.3. PROCOME-PROTOKOLL 74

10.3.1. Verbindungsebene (Link Layer) 74
10.3.2. Anwendungsebene 77

1. ALLGEMEINE BESCHREIBUNG

Die Schutz-, Mess- und Steuersystemserie **ekorRPci** bildet eine Familie von unterschiedlichen Subsystemen, die je nach Gerätetyp Überstrom-Schutzfunktionen, aber auch andere Funktionen wie z.B. Lokal- und Fernsteuerfunktionen, die Messung von elektrischen Parametern, die Erkennung einer anliegenden oder fehlenden Spannung, Automatisierungsfunktionen, AWE-Funktionen, die Erkennung von Phasenunsymmetrien, die kumulative Ausschaltleistung des Leistungsschalters usw. beinhalten können, die sich auf die gegenwärtigen und zukünftigen Automatisierungs-, Steuer- und Schutzanforderungen von Transformatoren und Verteilstationen beziehen.

Die **ekorRPci**-Systeme verfügen über Ausgänge, mit denen der Schalter des Schaltfeldes, in dem das System installiert ist, sowohl im lokalen Zugriff als auch im Fernzugriff geöffnet und geschlossen werden kann, sowie über Eingänge, die den Betriebszustand dieses Schalters erfassen.

Werden sie in den Ormazabal-Schaltfeldsystemen CGMCOSMOS, CGM-CGC und CGM.3 eingesetzt, so lassen sich kundenspezifisch ausgelegte Produkte so konfigurieren, dass sie die vielfältigen Anforderungen erfüllen, die an die verschiedenen Anlagen gestellt werden.

Die Schutz-, Mess- und Steuersysteme der Serie **ekorRPci** sind so konzipiert, dass sie die Anforderungen der nationalen und internationalen Normen und Empfehlungen erfüllen, die für die einzelnen Komponenten gelten, aus denen das System besteht. Dies sind:

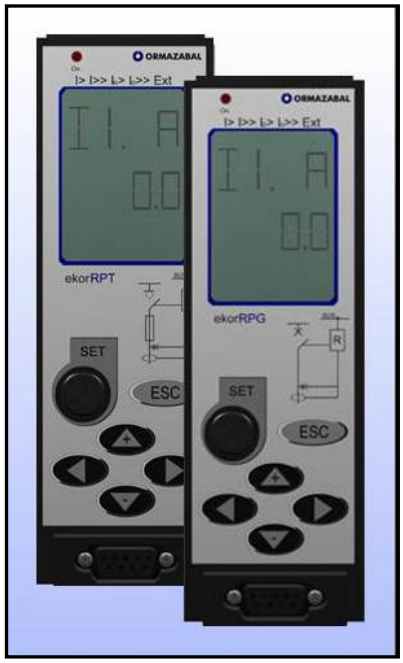
EN 60255, EN 61000, EN 62271-200, EN 60068,
EN 60044, IEC 60255, IEC 61000, IEC 62271-200, IEC 60068, IEC 60044

Die für die Integration in ein Schaltfeld konzipierten **ekorRPci**-Systeme bieten gegenüber herkömmlichen Systemen zudem folgende Vorteile:

- Weniger Aufwand für das Herstellen der Anschlüsse bei der Schaltfeldinstallation. Es brauchen lediglich Mittelspannungskabel angeschlossen zu werden.
- Vereinfachung der in die Schaltfelder eingebauten Relais-Steuerkästen.
- Die Spannungs- und Stromsensoren sind in die Kabeldurchführungen des Schaltfeldes eingebaut.
- Verkabelungs- und Installationsfehler werden vermieden; die Inbetriebnahmezeit wird minimiert.
- Alle Systeme sind werksseitig vorinstalliert, eingestellt und geprüft; jedes einzelne Element (Relais + Steuerung + Sensoren) wird außerdem vor dem Einbau einer umfassenden Kontrolle unterzogen. Die Abschlusstests an den Systemen werden durchgeführt, sobald diese in das Schaltfeld eingebaut sind und zur Auslieferung bereit stehen.
- Ein einziges Modell kann zum Schutz einer Anlage über einen weiten Leistungsbereich eingesetzt werden (dieser reicht z.B. für ein **ekorRPG-2002B** von 160 kVA bis 15 MVA in CGMCOSMOS-Systemschaltfeldern).

1.1. ALLGEMEINE FUNKTIONSMERKMALE

Alle Relais der **ekorRPci**-Systeme enthalten Mikroprozessoren zur Verarbeitung der von den Messwertgebern gelieferten Signale. Sie verarbeiten die Strom- und Spannungsmessungen, ohne durch transiente Vorgänge beeinflusst zu werden und berechnen die Größen, die zum Ausführen der Schutzfunktionen, zum Erkennen der anliegenden bzw. fehlenden Spannung, zum Ausführen von Automatisierungsfunktionen usw. erforderlich sind. Darüber hinaus werden die Effektivwerte der gemessenen elektrischen Größen ermittelt, aus denen der jeweilige Momentanwert dieser Parameter bestimmt werden kann.



Sie sind mit einer Bedieneinheit für die lokale Anzeige, Einstellung und Bedienung des Geräts sowie mit Kommunikationsschnittstellen ausgestattet, über welche diese Funktionen von einem Computer aus – entweder lokal oder im Fernzugriff – ausgeführt werden können. Das benutzerfreundliche Konzept des Systems gestattet eine intuitive Bedienung der verschiedenen Menüs.

Der Strom wird über mehrere Stromsensoren mit hohem Übersetzungsverhältnis gemessen, was den Schutz der Anlage über einen weiten Leistungsbereich hinweg mit ein und demselben Gerät ermöglicht. Diese Wandler oder Stromsensoren halten die Genauigkeitsklasse über ihren gesamten Nennmessbereich ein. Die Spannung wird gemessen, indem das Signal über einen kapazitiven Spannungsteiler erfasst wird, der in die Schaltfelddurchführung eingebaut ist.

Auf der lokalen Bedienoberfläche werden Menüs angeboten, über welche die Momentanwerte des gemessenen Stromes für jede Phase und des Erdstromes sowie die Einstellparameter, die ausgelöste Funktion (Phase oder Erde), die Gesamtzahl der Auslösungen, die Spannungsdetektionsparameter usw. angegeben werden. Alle diese Informationen sind auch über die Kommunikationsschnittstellen zugänglich.

Für die Wartung verfügen die **ekorRPci**-Schutzsysteme über eine Reihe von Leistungsmerkmalen, die dazu beitragen, den Zeitbedarf für das Testen und für das Wiederherstellen des Normalbetriebs zu verringern und die Wahrscheinlichkeit für Fehler bei diesen Arbeiten zu senken. Unter den Hauptmerkmalen sind besonders die in die Schaltfelddurchführung eingebauten Ringkern-Stromwandler mit ihrem großen Durchmesser hervorzuheben, ferner die eingebauten Prüfklemmleisten, die das Testen der Ringkern-Stromwandler erleichtern, und die leicht zugänglichen Klemmleisten zur Durchführung von Sekundärstromprüfung und zum Überprüfen der Relaiseingänge und -ausgänge. Diese Konfiguration ermöglicht ein umfassendes Testen des Systems.

1.2. SYSTEMBESTANDTEILE

Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPci** setzt sich aus folgenden Bestandteilen zusammen: Elektronisches Relais, Spannungs- und Stromsensoren, Hilfsstromkreise (Klemmleiste und Verdrahtung), bistabiler Auslöser und Auslösespule.

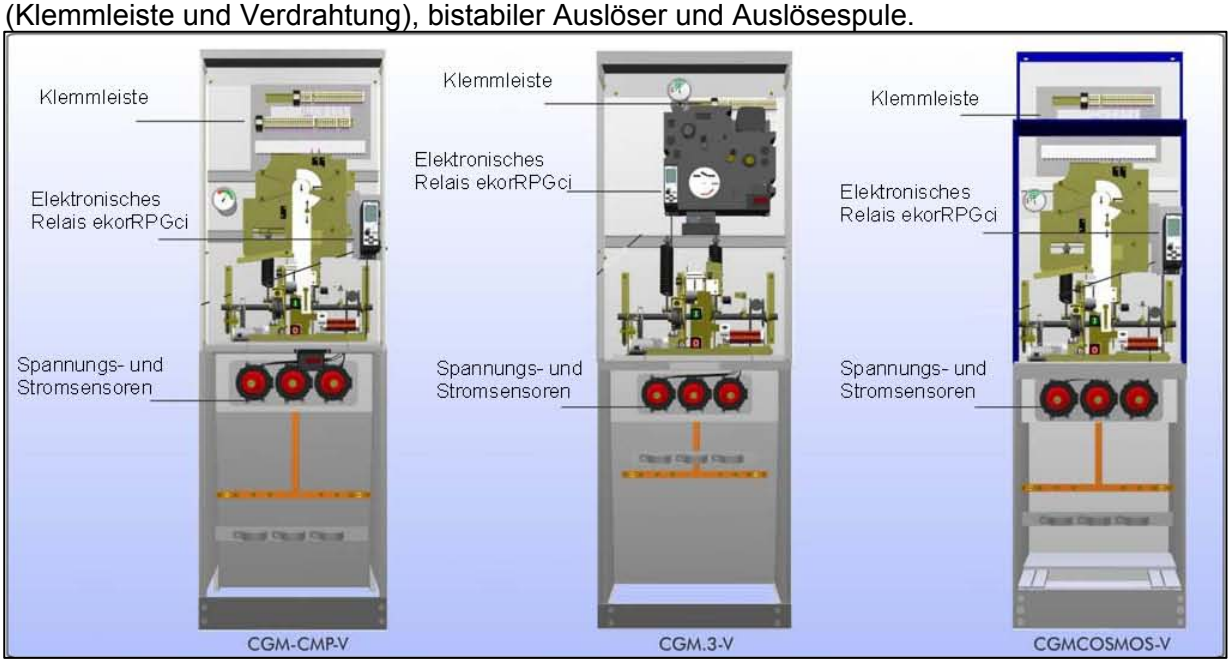


Abbildung 1.1: *Beispiel für den Einbau eines ekorRPGci-Systems in Lasttrennschalterfeld*

1.2.1. Elektronisches Relais

Das elektronische Relais verfügt über Tasten zum Einstellen und ein Display zur Anzeige der Schutz-, Mess- und Steuerparameter. Die Taste <<SET>> kann verplombt werden, damit einmal vorgenommene Einstellungen nicht verändert werden können, ohne die Plombe zu zerstören.

Die Schutzauslösungen werden im Display zusammen mit folgenden Parametern angezeigt: Auslösegrund, Fehlerstromwert, Auslösezeit sowie Uhrzeit und Datum des eingetretenen Ereignisses. Systemfehlfunktionen werden ebenfalls permanent angezeigt.

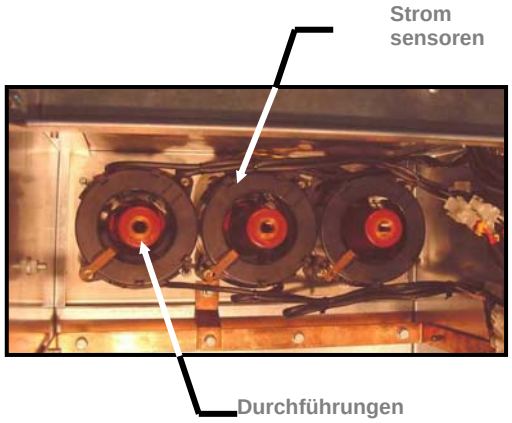
Die LED „ON" ist aktiviert, wenn das Gerät von einer externen Quelle gespeist wird. In diesem Zustand ist das Gerät in Betrieb und führt die Schutzfunktionen aus.

Die analogen Spannungs- und Stromsignale werden intern von kleinen und genauen Übertragern aufbereitet, die für die galvanische Trennung zwischen den elektronischen Schaltungen und dem Rest der Anlage sorgen.

Das Gerät verfügt über zwei Kommunikationsschnittstellen. Eine davon (RS232) befindet sich auf der Frontseite und dient zur lokalen Konfiguration, die andere (RS485) befindet sich auf der Rückseite und wird zur Fernsteuerung genutzt. Optional ist für das Gerät eine zweite LWL-Schnittstelle erhältlich, die ebenfalls auf der Rückseite angeordnet ist. Die Standard-Kommunikationsprotokolle für alle Modelle sind MODBUS und PROCOME.

1.2.2. Stromsensoren

Die Stromsensoren sind Ringkern-Stromwandler mit einem Übersetzungsverhältnis von 300/1 A oder 1000/1 A (je nach Gerätetyp). Ihr Arbeitsbereich ist identisch mit dem des Schaltfeldes, in dem sie installiert sind. Sie sind werksseitig über den Schaltfelddurchführungen installiert, was die Montage und Verkablung im Feld wesentlich vereinfacht. Somit ist der Anlagenschutz gleich nach dem Anschließen der Mittelspannungskabel an das Schaltfeld wirksam. Fehler bei der Sensorinstallation durch falschen Anschluss an das Erdsystem, falsche Polarität usw. sind ausgeschlossen, da die Sensoren im Werk vorinstalliert und getestet werden.



Der Innendurchmesser der Ringkern-Stromwandler beträgt 82 mm, so dass für spätere Wartungstests problemlos Kabel mit Querschnitten bis zu 400 mm^2 verwendet werden können.

Alle Stromsensoren verfügen über einen integrierten Schutz gegen Öffnen von Sekundärkreisen, der das Entstehen von Überspannungen verhindert.

1.2.3. Bistabiler Auslöser und Auslösespule

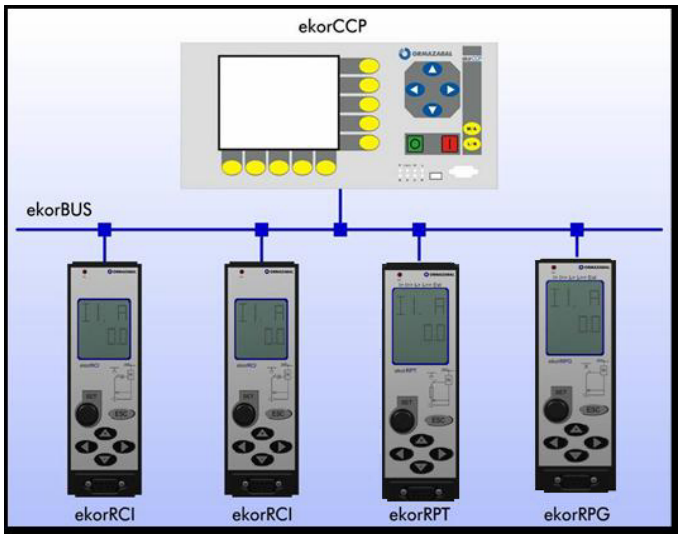
Der bistabile Auslöser ist ein elektromechanischer Stellantrieb, der in den Antriebsmechanismus des Schalters integriert ist. Dieser Auslöser wirkt bei einer Schutzauslösung auf den Schalter. Er benötigt zum Auslösen nur eine geringe Stellenergie. Diese wird in Form von Impulsen geliefert, damit ein sicheres Öffnen des Schalters gewährleistet ist.

Die von den Ausgängen des **ekorRPci**-Sytems vorgegebenen Betriebsabläufe werden mit Hilfe von herkömmlichen Auslösespulen ausgeführt. Auf diese Weise entsteht ein redundantes und somit zuverlässigeres technisches System.

1.3. KOMMUNIKATIONS- UND PROGRAMMIERSOFTWARE

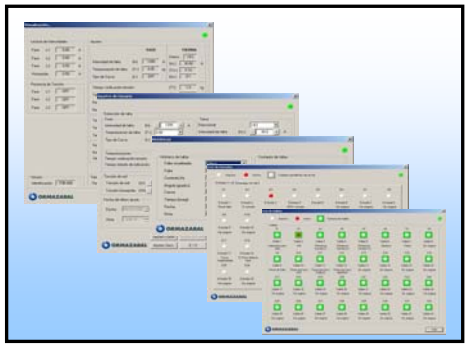
Alle Geräte der **ekorRPci**-Familie verfügen über zwei serielle Kommunikationsschnittstellen. Die RS232-Standardschnittstelle auf der Frontseite dient zum lokalen Einstellen der Parameter mit dem Programm ekorSOFT[1]. Auf der Rückseite befindet sich eine RS485-Schnittstelle, die für Fernsteuerfunktionen genutzt wird. Für diesen Fernsteueranschluss wird eine Twisted-Pair- und auf Wunsch auch eine LWL-Verbindung verwendet.

Alle Geräte sind mit den Standard-Kommunikationsprotokollen MODBUS im (binären) RTU-Übertragungsmodus und PROCOME ausgestattet. Je nach Anwendung können jedoch auch andere Protokolle implementiert werden.



[1] Weitere Informationen zum Programm ekorSOFT finden Sie im Ormazabal-Dokument IG-155.

Das Konfigurationsprogramm ekorSOFT verfügt über vier Hauptbetriebsarten:



- **Anzeige:** Hier wird der Systemstatus (elektrische Messungen, aktuelle Einstellungen, Datum und Uhrzeit) angezeigt.
- **Benutzereinstellungen:** In diesem Fenster können die Schutz- oder Fehlererkennungsparameter geändert werden.
- **Protokolle:** Hier werden die Parameter der letzten und der vorletzten erkannten Störung und die Gesamtzahl der vom Schutzsystem ausgeführten Auslösungen oder die Gesamtzahl der von der zugehörigen integrierten Steuereinheit erkannten Störungen angezeigt.
- **Testmodus:** Diese Betriebsart gestattet das Setzen von Informationen zu Ein- und Ausgängen des Systems ohne direkte elektrische Interaktion mit der an die Schaltanlage angrenzenden Klemmleiste, so dass diese Informationen ohne Abschalten der Betriebsspannung an die Verteilerzentrale übermittelt werden können.

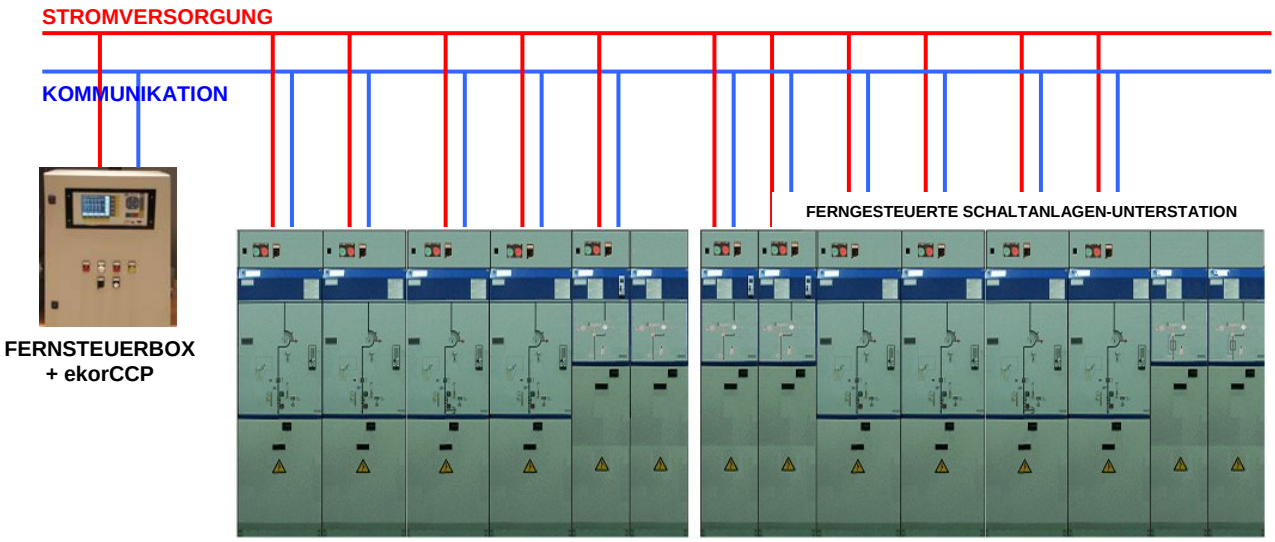
Die minimalen Systemanforderungen für das Installieren und Benutzen der ekorSOFT-Software lauten:

- Prozessor: Pentium II
- RAM: 32 MB
- Betriebssystem: MS WINDOWS
- CD-ROM / DVD
- Serielle Schnittstelle (RS-232)

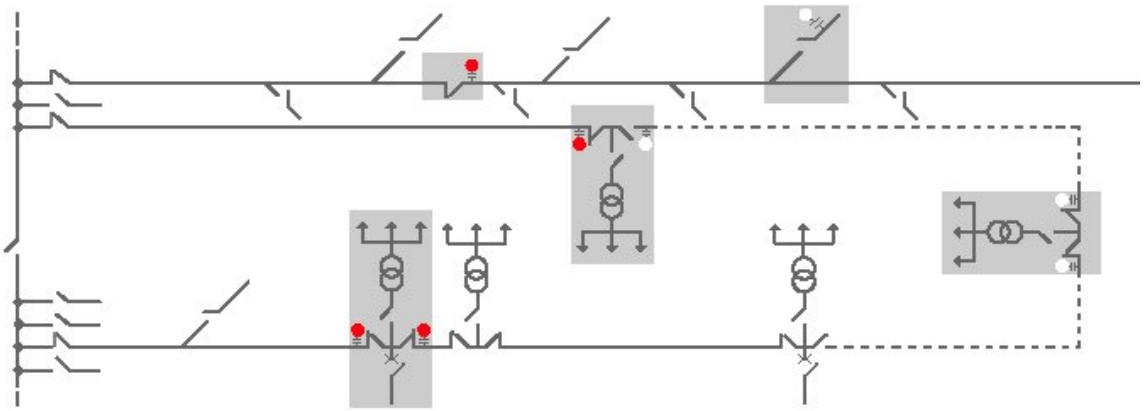
2. ANWENDUNGEN

2.1. FERNGESTEUERTE TRANSFORMATOR- UND SCHALTANLAGEN-UNTERSTATIONEN

Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPci** bietet die Möglichkeit der Verarbeitung von Fernsteuerapplikationen der Transformator- und Schaltanlagen-Unterstationen, indem die Steuerung und Überwachung jedes einzelnen Schalters über die Geräte implementiert werden, die den einzelnen Funktionseinheiten zugeordnet sind.



Mit einem Fernsteuer-Endgerät und **ekorRPci**-Systemen ist der Benutzer in der Lage, jede Funktionseinheit über die hierfür vorgesehenen Ein- und Ausgänge zu visualisieren und zu bedienen.



Folgende Geräte sind mit dieser Fernsteuerfunktion ausgestattet:

CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-Systeme		
Einheit	**Schaltfeldtyp**	**Maximaler Nennstrom**
ekorRPT	Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombination	250 A
ekorRPG	Leistungsschalter	630 A

Die Fernsteuerapplikationen ergänzen die integrierte ekorRCI-Steuereinheit, die den Einspeisefeldern zugeordnet ist (*siehe Ormazabal-Dokument IG-158*).

2.2. AUTOMATISCHES WIEDEREINSCHALTEN VON LEITUNGEN (AWE)

Die Wiedereinschaltfunktion bewirkt ein automatisches Wiedereinschalten von Leitungen (AWE), sobald die Schutzeinheit ausgelöst und der Schalter geöffnet hat.

Sie ist stets Leistungsschalterfeldern der Typen CGMCOSMOS-V, CGM-CMP-V oder CGM.3-V zugeordnet.

Die Schutzsysteme mit automatischer Wiedereinschaltung bieten eine Reihe von Vorteilen gegenüber solchen ohne diese Funktion:

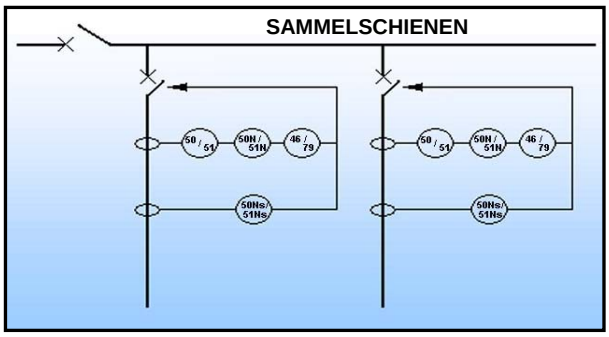
- Sie verkürzen die Zeit, in der die elektrische Energie unterbrochen ist.
- Bei temporären Störungen entfällt die Notwendigkeit, die Stromversorgung in Unterstationen ohne Fernsteuerung vor Ort wiederherzustellen.
- Die Störungsdauer wird durch Verwendung einer Kombination aus schnellen Schalterauslösungen und automatischen Wiedereinschaltungen verkürzt, was in geringeren Schäden resultiert, die durch die Störung verursacht werden, und zu weniger permanenten Störungen führt, die sich aus temporären Störungen ergeben.

Folgendes System ist mit dieser Funktion ausgestattet:

CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-Systeme		
Einheit	**Schaltfeldtyp**	**Maximaler Nennstrom**
ekorRPG	Leistungsschalter	630 A

2.3. LEITUNGSSCHUTZ MIT LEITUNGSCHALTER

Der Leitungsschutz dient dazu, den betroffenen Teil des Netzes im Störungsfall abzutrennen, ohne die übrigen Leitungen zu beeinflussen. Im Allgemeinen deckt er alle Störungen ab, die zwischen dem Umspannwerk, der Transformator-Unterstation oder der Schwerpunktstation und den Verbrauchsstellen auftreten.



Die in diesem Teil des Netzes auftretenden Störungsarten hängen in erster Linie von der Leitungsart (Freileitung oder Erdkabel) und der verwendeten Erdpunktbehandlung ab.

In Freileitungsnetzen treten überwiegend temporäre Störungen auf, so dass in diesem Fall häufig Wiedereinschaltungen effektiv sind. In diesen Fällen wird die Wiedereinschaltfunktion von Leitungsschaltern verwendet.

Anders sieht es bei Erdkabeln aus, bei denen Störungen meist permanent sind.

Andererseits können bei Fehlern zwischen Phase und Erde in Freileitungen, bei denen der Erdwiderstand sehr hoch ist, nur sehr geringe Erdströme fließen. In diesen Fällen ist eine „hochempfindliche“ Erdstromerkennung erforderlich.

Erdkabel weisen eine Erdkapazität auf, die bewirkt, dass einphasige Fehler kapazitive Ströme verursachen. Dieses Phänomen erschwert die Fehlererkennung in Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt und erfordert daher die Verwendung der gerichteten Erdstromerkennung.

Der Leitungsschutz wird hauptsächlich mit folgenden Funktionen bewerkstelligt:

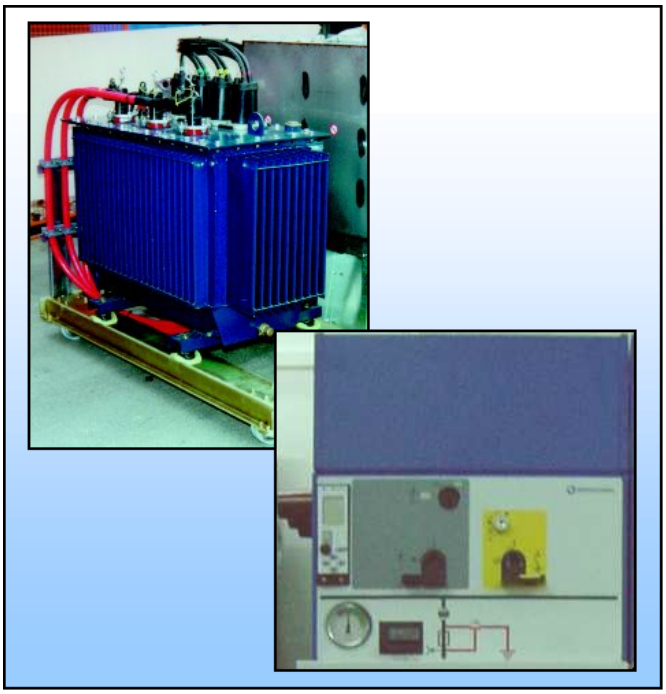
- **50** ≡ **Phasenkurzschlussschutz.** Schützt gegen Kurzschlüsse zwischen Phasen.
- **51** ≡ **Phasenüberstromzeitschutz.** Schützt gegen Überlastungen, von denen die Anlage beschädigt werden kann.
- **50N** ≡ **Erdkurzschlussschutz.** Schützt gegen einphasige Erdkurzschlüsse.
- **51N** ≡ **Erdüberstromzeitschutz.** Schützt gegen hochohmige Fehler zwischen Phase und Erde.
- **50Ns** ≡ **Sensibler Erdkurzschlussschutz.** Schützt bei sehr geringen Kurzschlussströmen zwischen Phase und Erde.
- **51Ns** ≡ **Sensibler Erdstromzeitschutz.** Schützt gegen extrem hochohmige Fehler zwischen Phase und Erde.
- **79** ≡ **AWE Automatische Wiedereinschaltung.** Ermöglicht das automatische Wiedereinschalten von Leitungen.

Die folgende Einheit beinhaltet die vorgenannten Funktionen:

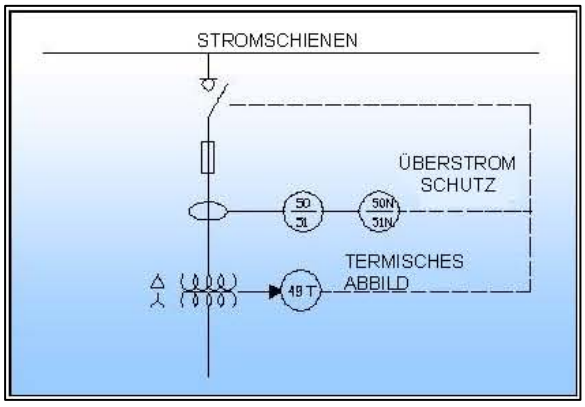
CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-Systeme		
Einheit	**Schaltfeldtyp**	**Maximaler Nennstrom**
ekorRPG	Leistungsschalter	630 A

2.4. TRANSFORMATORSCHUTZ

Die Ortsnetztransformatoren benötigen verschiedene Schutzfunktionen. Ihre Auswahl hängt in erster Linie von ihrer Leistung und von ihrer Bedeutung innerhalb des Netzes ab. Als Beispiel für den Schutz von Ortsnetztransformatoren mit Nennleistungen zwischen 160 kVA und 2 MVA sind folgende Schutzfunktionen zu implementieren:



- **50 ≡ Phasenkurzschlussschutz.** Schützt gegen Kurzschlüsse zwischen zwei Phasen auf der Primärseite oder gegen hohe Kurzschlussströme zwischen zwei Phasen auf der Sekundärseite. Diese Funktion wird von den Schmelzsicherungen erfüllt, wenn das Schaltfeld nicht mit einem Leistungsschalter ausgestattet ist.
- **51 ≡ Phasenüberstromzeitschutz.** Schützt vor Überlasten, die den Transformator beschädigen können, oder vor Windungsschlüssen zwischen mehreren Windungen in der Primärwicklung.



- **50N ≡ Erdkurzschlussschutz.** Schützt gegen Kurzschlüsse zwischen Phase und Erde oder gegen Windungsschlüsse zur Sekundärwicklung von der Primärwicklung und deren Verbindungen aus.
- **51N ≡ Erdüberstromzeitschutz.** Schützt gegen hochohmige Fehler von der Primärwicklung zur Erde oder zur Sekundärwicklung.
- **49T ≡ Termisches Abbild.** Schützt gegen Transformator-Übertemperaturen.

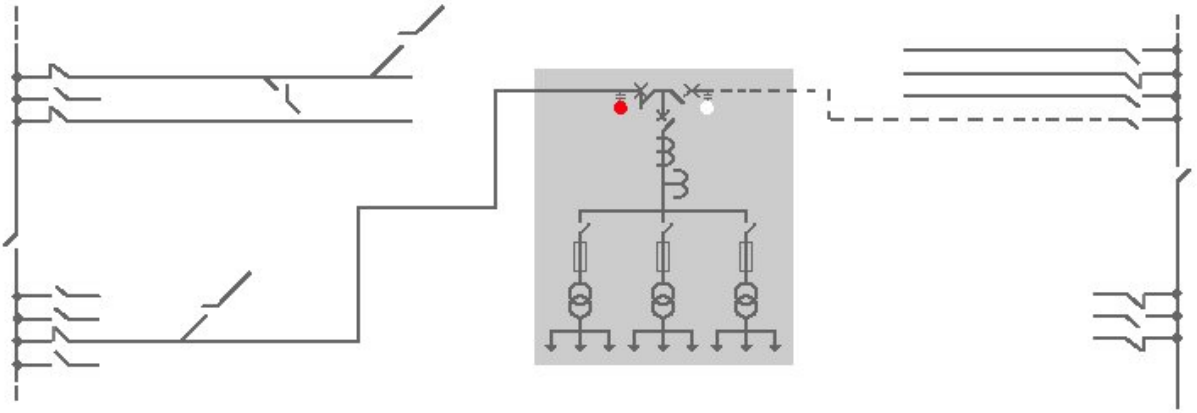
Folgende Schutzeinheiten beinhalten die vorgenannten Funktionen:

		CGMCOSMOS-System	CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-System
Einheit	**Schaltfeldtyp**	**Zu schützende Leistungsbereiche**	**Zu schützende Leistungsbereiche**
ekorRPT	Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombination	50 kVA ... 2000 kVA	50 kVA ... 2000 kVA
ekorRPG	Leistungsschalter	50 kVA ...15 MVA	50 kVA ...15 MVA

Siehe Tabellen § 8.3.3 und § 8.4.3

2.5. AUTOMATISCHE UMSCHALTUNG

Die automatische Umschaltung von Leitungen mit Leistungsschaltern minimiert Stromausfälle, die von Transformator- oder Schaltstationen mit mehr als einer ankommenden Leitung gespeist werden und verbessert so die Betriebsverfügbarkeit.

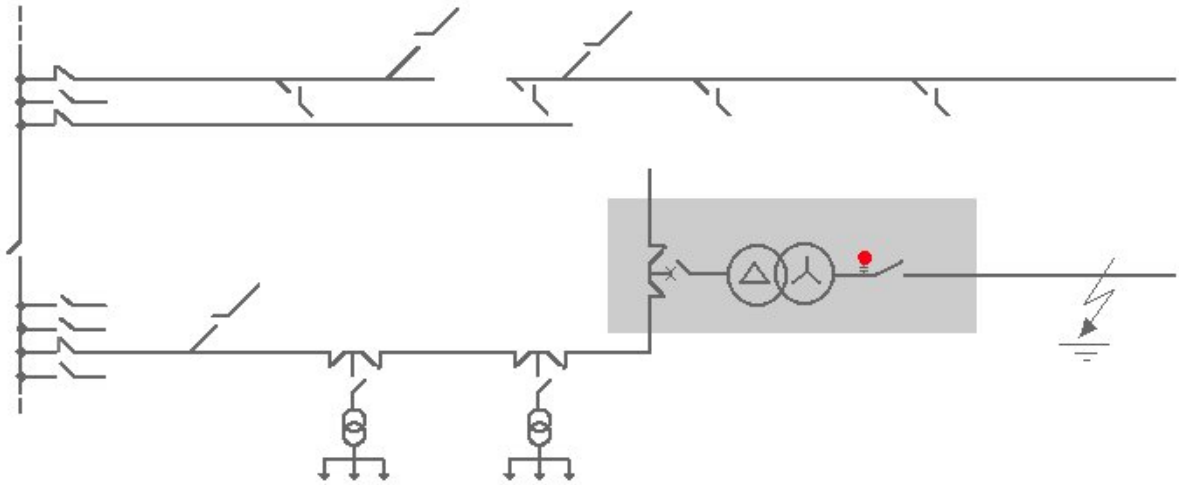


Unter Normalbedingungen und bei Anliegen von Spannung an zwei möglichen ankommenden Leitungen bleibt der als vorrangig ausgewählte Schalter geschlossen, während der Reserveschalter geöffnet wird. Ein Spannungsabfall auf der vorrangigen Leitung bewirkt, dass der Schalter dieser Leitung öffnet und der Reserveschalter anschließend schließt. Wenn auf der vorrangigen Leitung wieder der Normalzustand herrscht, läuft der umgekehrte Zyklus ab, und das System kehrt in seinen Anfangszustand zurück.

2.6. NULLSPANNUNGSABHÄNGIGER ERDSTROMSCHUTZ

In Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt fließen nur sehr geringe Fehlerströme. Tritt in einem solchen System ein Fehler auf, so erreicht der Fehlerstrom unter Umständen nicht den für den Überstromschutz eingestellten Schwellwert, so dass dieser Fehler möglicherweise nicht erkannt wird.

Zur Erkennung dieser Fehlerart wird eine programmierte Steuerung verwendet, die sowohl die Spannung als auch den Strom der Anlage analysiert.

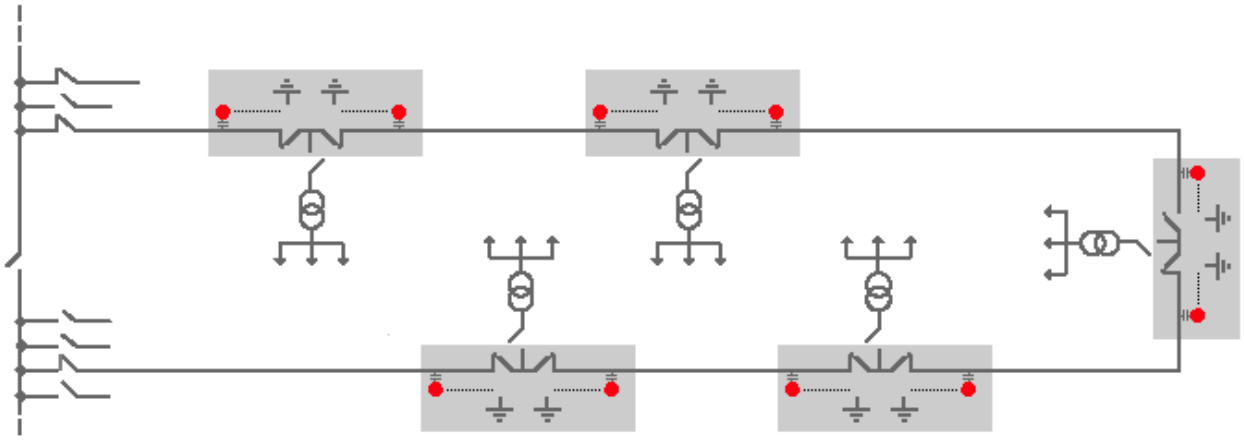


2.7. VERRIEGELUNGEN

2.7.1. Erdungsverhinderung

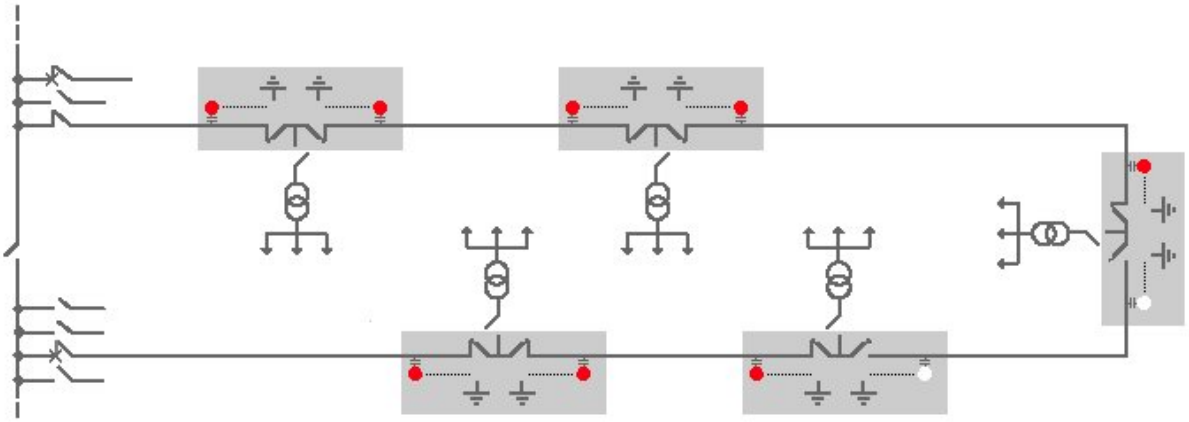
Die Verriegelung zur Verhinderung der Erdung bewirkt, dass der Schaltfeld-Erdungsschalter nicht geschlossen werden kann, wenn festgestellt wird, dass die Leitung Spannung führt.

Wenn die in der integrierten Steuereinheit enthaltene Funktion zur Erkennung des Anliegens bzw. Fehlens der Spannung eine Spannung erkennt, wird eine elektromechanische Verriegelung aktiviert, die diesem Vorgang zugeordnet ist.



2.7.2. Schließblockierung per Rückflussspannung

Über diese Funktionalität können alle Einschaltversuche verhindert werden, wenn am Leitungseingang eine Rückspannung erkannt wird. Außerdem können bei Anliegen von Spannung auf der Leitung die Wiedereinschaltversuche festgestellt werden.



3. SCHUTZFUNKTIONEN

3.1. ÜBERSTROM

Die Systeme verfügen über eine Überstromfunktion für jede Phase (3 x 50-51) und sind je nach Gerätetyp mit einer weiteren Überstromfunktion für Erde (50N-51N) ausgestattet. Es werden die Schutzkennlinien gemäß der IEC-Norm 60255 angewandt.

Je nach Gerätetyp stehen folgende Überstromfunktionen zur Verfügung:

- Phasenüberstromzeitschutz (51)
- Erdüberstromzeitschutz (51N)
- (Schnellauslösungs-) Phasenkurzschlussschutz bei Kurzschluss zwischen zwei Phasen (50).
- (Schnellauslösungs-) Erdkurzschlussschutz bei Kurzschluss zwischen Phase und Erde (50N).

Bedeutung der Kennlinienparameter für die Phasenschutzeinstellungen:

t(s) ≡ Theoretische Auslösezeit bei einem Fehler mit konstanter Stromstärke
I ≡ Iststrom in der Phase mit der größten Amplitude
I_n ≡ Eingestellter Nennstrom
I> ≡ Zulässige Überstromerhöhung (Überstromfaktor)
K ≡ Kennlinienfaktor
I>> ≡ Kurzschlussstromfaktor (Schnellauslösung)
T>> ≡ Kurzschluss-Auslöseverzögerung (Schnellauslösung)

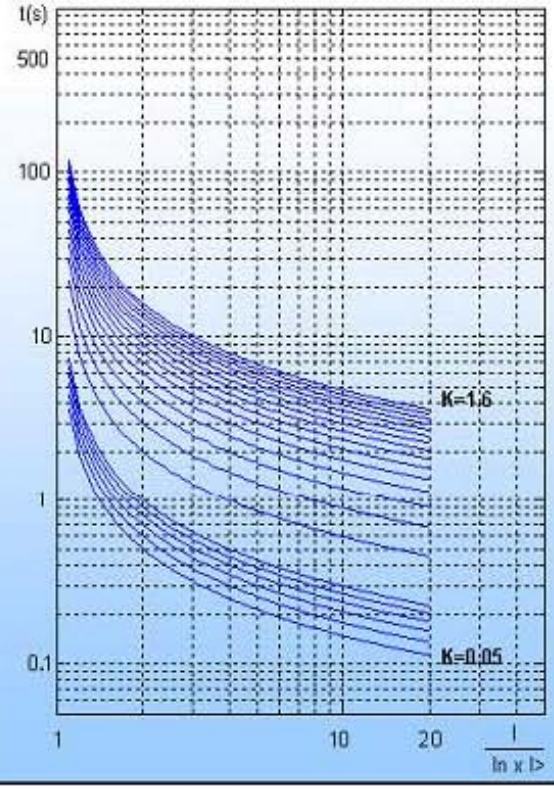
- Ansprechstrom der inversen NI-, VI- und EI-Kennlinien = 1,1 x In x I>
- Ansprechstrom der UMZ-Kennlinie = 1,0 x In x I>
- Ansprechstrom der Schnellauslösung = In x I> x I>>

Die Parameter für den Erdschlussschutz sind ähnlich denen für den Phasenschlussschutz. Sie werden nachstehend beschrieben.

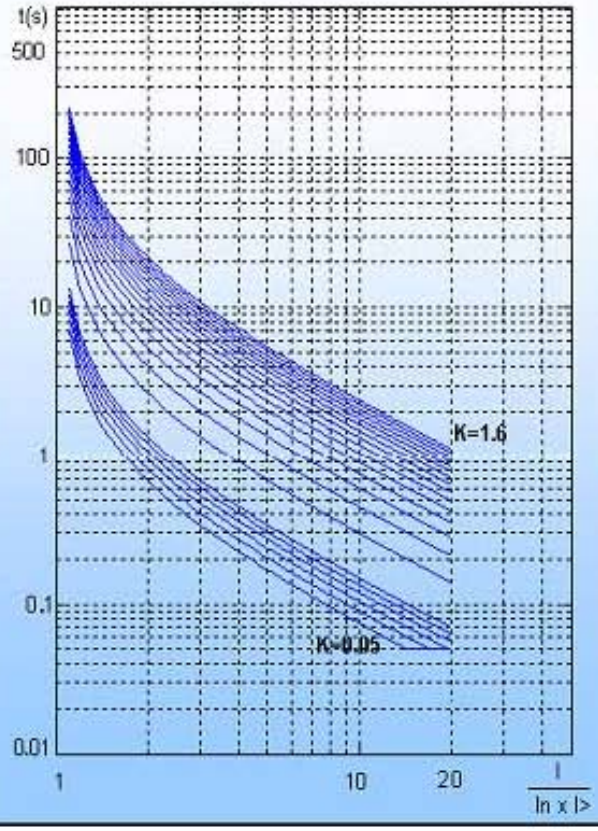
t_o(s) ≡ Theoretische Auslösezeit bei einem Erdschluss mit konstantem Strom I_0
I_o ≡ Ist-Erdstrom
I_n ≡ Eingestellter Phasennennstrom
I_o> ≡ Zulässiger Erdschlussstromfaktor, bezogen auf die Phase
K_o ≡ Kennlinienfaktor
I_o>> ≡ Kurzschlussstromfaktor (Schnellauslösung)
T_o>> ≡ Kurzschluss-Auslöseverzögerung (Schnellauslösung)

- Ansprechstrom der inversen NI-, VI- und EI-Kennlinien = 1,1 x I_n x I_o>
- Ansprechstrom der UMZ-Kennlinie = 1,0 x In x Io>
- Ansprechstrom der Schnellauslösung = In x Io> x Io>>

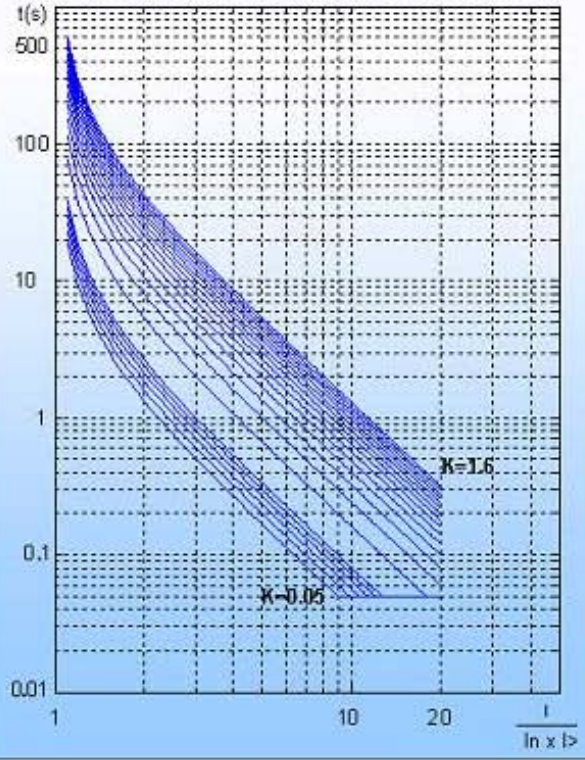
NORMAL STROMABHÄNGIG VERZÖGERTE AUSLÖSEKENNLINIE



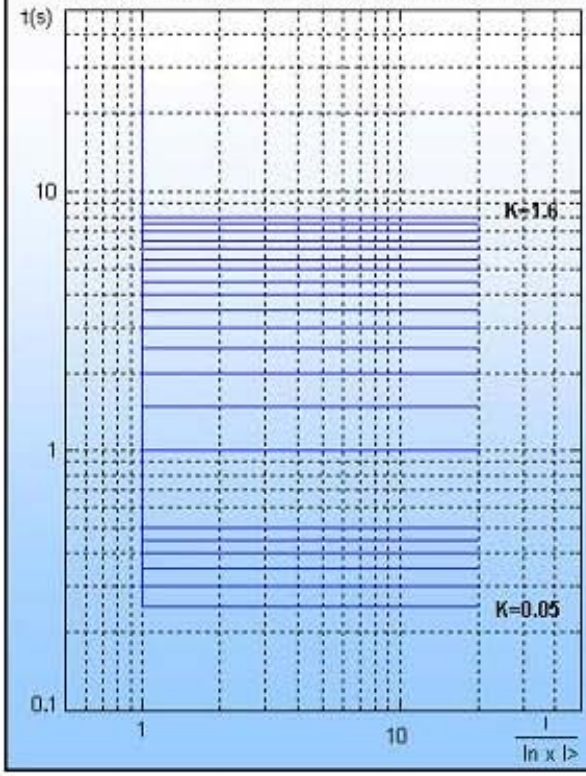
STARK STROMABHÄNGIG VERZÖGERTE AUSLÖSEKENNLINIE



EXTREM STROMABHÄNGIG VERZÖGERTE AUSLÖSEKENNLINIE

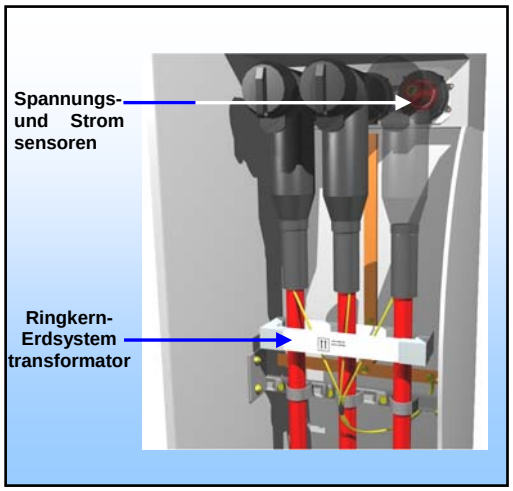


STROMUNABHÄNGIG VERZÖGERTE AUSLÖSEKENNLINIE



3.2. SENSIBLER ERDSCHLUSSSCHUTZ

Dieser Schutz ist ein Sonderfall des Überstromschutzes. Er findet in erster Linie in Netzen mit isolierter oder kompensierter Erdung Anwendung, in denen der Fehlerstrom zwischen Phase und Erde von der Kapazität der Kabel des Systems und vom Ort des Fehlers abhängig ist. Bei Kundenanlagen im Mittelspannungsbereich mit kurzen Kabellängen genügt es im Allgemeinen, einen geringen Erdstromschwellwert zu bestimmen, bei dem der Schutz auslösen muss.



Der sensible Schutz wird auch in hochohmigen Systemen angewandt, da die Erdschlussströme sehr gering sind.

Der zur Erde fließende Strom wird mit einem Ringkern-Stromwandler erfasst, der alle drei Phasen umschließt. Die Messung erfolgt somit unabhängig vom Phasenstrom, wodurch die Fehler der Phasenmesswandler vermieden werden. Allgemein ist diese Art des Schutzes anzuwenden, wenn der eingestellte Erdschlussstrom weniger als 10% des Phasennennstromes beträgt (Beispiel: Phasennennstrom 400 A bei Erdschlussströmen unter 40 A).

Andererseits ist auf elektrischen Leitungen mit ihren üblicherweise langen Kabelsträngen eine Erkennung der Richtung des Fehlers erforderlich. Ansonsten kann es durch kapazitive Ströme, die von anderen Leitungen eingekoppelt werden, zu Auslösungen kommen, ohne dass die betreffende Leitung tatsächlich defekt ist.

Folgende Kennlinien sind verfügbar: **Normal stromabhängig** (NI), **stark stromabhängig** (VI), **extrem stromabhängig** (EI) und **stromunabhängig** (UMZ).

Die Einstellparameter sind die gleichen wie bei der Funktion „Erdschluss-Überstromschutz“ (siehe Abschnitt §3.1, Überstrom), jedoch mit der Ausnahme, dass der Faktor $I_o>$ durch den direkten Wert in Ampère (I_g) ersetzt wird. So kann dieser Parameter unabhängig vom Phasen-Einstellstrom auf sehr niedrige Erdströme eingestellt werden.

- Ansprechstrom der NI-, VI- und EI-Kennlinien = 1,1 x I_g
- Ansprechstrom der UMZ-Kennlinie = I_g
- Ansprechstrom der Schnellauslösung = I_g x $I_o>>$

4. ERKENNUNGS-, AUTOMATISIERUNGS- UND STEUERFUNKTIONEN

4.1. AUTOMATISCHE WIEDEREINSCHALTUNG (AWE)

Die AWE-Funktion ist in den **ekorRPGci**-Einheiten implementiert, die in CGMCOSMOS-V-, CGM-CMP-V- und CGM.3-V-Schaltfeldern zum Einsatz kommen. Sie ermöglicht das automatische Wiedereinschalten von Leitungen, nachdem eines der Schutzsysteme den Auslösebefehl gegeben, und der Schalter geöffnet hat.

Diese Funktion wird in erster Linie in Freileitungsnetzen verwendet, bei denen zahlreiche Fehler normalerweise nur von kurzer Dauer sind (Bogenentladungen wegen des geringen Abstands zwischen zwei Leitern aufgrund von Wind, umgestürzten Bäumen usw.). Temporäre Fehler können beseitigt werden, indem die Leitung für einen Moment spannungsfrei geschaltet wird. Sobald genügend Zeit zum Entionisieren der Luft vergangen ist, besteht die sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass der Fehler nicht wieder auftritt, wenn die Stromversorgung wiederhergestellt wird.

Bei der im Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPGci** installierten AWE-Funktion handelt es sich um eine dreipolige Ausführung, die alle drei Phasen gleichzeitig wieder einschaltet. Die AWE kann bis zu vier Wiedereinschaltversuche ausführen, wobei für jeden davon eine andere „AWE-Zeit“ (**T_{1R}** bis **T_{4R}**) festgelegt werden kann.

Der Wiedereinschaltzyklus beginnt, wenn die AWE-Funktion aktiviert wird und eine Schutzauslösung erfolgt. Unter diesen Betriebsbedingungen wartet das Relais die erste AWE-Zeit ab und sendet ein Signal, durch das an den Schalter ein Befehl zum Schließen übertragen wird.

Sobald der Schalter schließt, läuft der Zähler für die Blockierverzögerung an. Der Wiedereinschaltvorgang wird als erfolgreich angesehen, wenn nach Ablauf der Blockierverzögerungszeit der Fehler nach dem Schließen des Schalters nicht mehr vorliegt. Jede anschließend auftretende Auslösung wird so interpretiert, dass sie durch einen neuen Fehler ausgelöst wurde, und es läuft wieder die erste AWE-Zeitverzögerung an.

Wenn nach dem ersten Schließen des Schalters eine neue Auslösung erfolgt, bevor die Blockierverzögerungszeit abgelaufen ist, wird dies so interpretiert, dass sie vom selben Fehler verursacht wurde. Die Funktion startet dann die Verzögerungszeit für den zweiten Wiedereinschaltversuch.

Die im vorgenannten Abschnitt beschriebene Logik wird so lange angewandt, bis die Zahl der konfigurierten Wiedereinschaltungen erreicht wurde. Dies bedeutet, dass es sich um einen permanenten Fehler handelt, und es wird zum endgültigen Auslösezustand gewechselt.

Einstellparameter der AWE-Funktion:

- „79_h“: AWE-Funktion aktiviert oder deaktiviert.
- „AWE-Zeit“ **T_{1R}** bis **T_{4R}**: Die Zeitspanne, die von der Schutzauslösung bis zum Senden des Wiedereinschaltbefehls vergeht. Für jeden der Wiedereinschaltbefehle (vom ersten bis zum vierten Befehl) kann eine andere Verzögerungszeit **T_{1R}** bis **T_{4R}** festgelegt werden. Wenn eine der Wiedereinschaltzeiten den Wert Null hat, erkennt die AWE, dass weder dieser Wiedereinschaltzyklus noch irgendein Wiedereinschaltzyklus danach verfügbar ist, auch wenn die nächste Verzögerungszeit konfiguriert ist.

  Beispielsweise führt die AWE-Funktion, für den Verzögerungszeiten zu T_{1R} = 0,3, T_{2R} = 15, T_{3R} = 0 und T_{4R} = 210 konfiguriert sind, zwei Wiedereinschaltversuche aus, und zwar bei 300 ms und 15 Sekunden.

- Der Parameter „Blockierzeit“ (Tb) definiert die Zeitspanne von dem Zeitpunkt, zu dem die AWE den Schließbefehl sendet, bis zu dem Zeitpunkt, zu dem er bereit ist, einen neuen Zyklus zu starten. Erfolgt während dieser Zeitspanne eine Auslösung, so beginnt der nächste Wiedereinschaltprozess. Wenn die maximale Zahl der Wiedereinschaltungen erreicht ist, endet die AWE-Sequenz (endgültige Auslösung).

- Der Parameter „Blockierzeit nach manuellem Schließen“ (Tbm) ist als diejenige Zeitspanne definiert, die vergeht, bis die AWE nach einem (lokal oder im Fernzugriff herbeigeführten) manuellen Einschaltvorgang in den Standby-Zustand wechselt. Erfolgt während dieser Zeitspanne eine Auslösung, so signalisiert die AWE-Funktion wegen des manuellen Schließens gegen einen Kurzschluss eine endgültige Auslösung.

- „Wieder einzuschaltendes Schutzsystem“: In der Wiedereinschaltfunktion können Sie konfigurieren, in welchen Schutzsystemen ein Wiedereinschaltzyklus starten soll und welche Systeme kein automatisches Wiedereinschalten der Leitung bewirken.

Die Einstellparameter sind in der nachstehenden Tabelle aufgelistet:

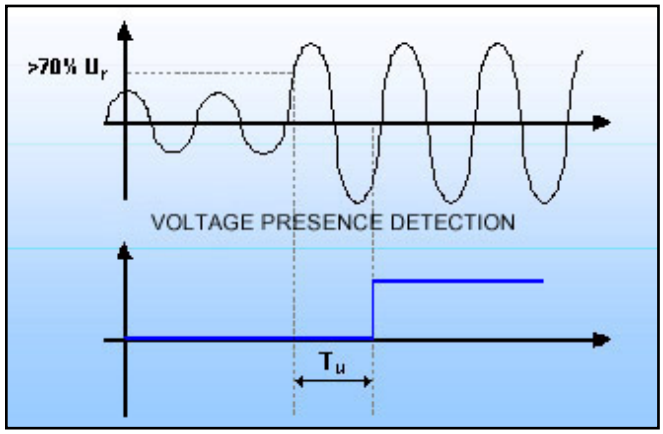
Einstellungen	Variable	Bereich
AWE-Funktion aktivieren/deaktivieren	79_h	EIN/AUS
Erste Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	T_{1R}	0 = Keine Wiedereinschaltversuche
		0,1 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Zweite Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	T_{2R}	0 = Ende der Wiedereinschaltversuche
		15,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Dritte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	T_{3R}	0 = Ende der Wiedereinschaltversuche
		60,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Vierte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	T_{4R}	0 = Ende der Wiedereinschaltversuche
		180,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Blockierzeit	Tb	0,1 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Blockierzeit nach manuellem Schließen	Tbm	0,1 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Wieder einzuschaltendes Schutzsystem	R50	Wiedereinschaltung per Einheit 50: EIN/AUS
	R51	Wiedereinschaltung per Einheit 51: EIN/AUS
	R50N	Wiedereinschaltung per Einheit 50N: EIN/AUS
	R51N	Wiedereinschaltung per Einheit 51N: EIN/AUS

4.2. ANLIEGEN/FEHLEN DER SPANNUNG

Diese Funktion ermöglicht das Erkennen einer anliegenden bzw. fehlenden Spannung auf den Leitungen, in denen die **ekorRPci**-Einheiten installiert sind. Für die Messung wird die kapazitive Auskopplung der Schaltfelddurchführungen genutzt, so dass herkömmliche Spannungstransformatorsysteme nicht erforderlich sind. Dies bietet den zusätzlichen Vorteil, dass die Spannung auf der Leitung selbst detektiert werden kann, ohne dass eine Niederspannung von Hilfssystemen benötigt wird, was zu Anzeigefehlern führen könnte.

Die **ekorRPci**-Einheiten erkennen das Anliegen bzw. Fehlen der Spannung individuell auf jeder einzelnen Leitungsphase. Zu diesem Zweck sind drei Eingangssignale (je eines pro Phase) vorhanden.

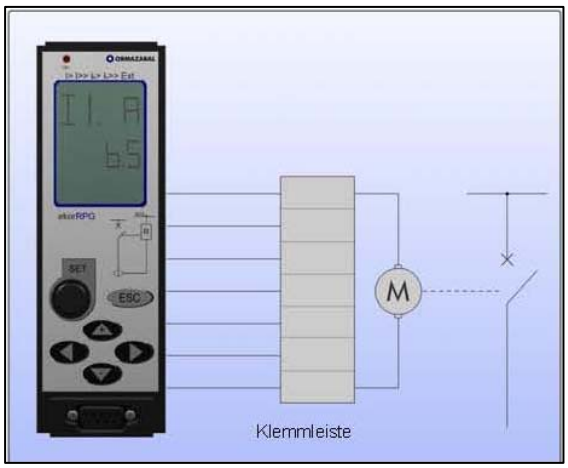
Die **ekorRPci**-Einheiten erkennen das Anliegen der Spannung auf jeder einzelnen Phase, wenn die gemessene Spannung 70% der als „Netzspannung“ (U_r) definierten Spannung für einen Zeitraum übersteigt, der länger als der für die „Spannungs-Verzögerungszeit“ (T_U) definierte Wert ist. Ebenso erkennt die Einheit das Fehlen der Spannung, wenn die Spannung 70% der Netzspannung für mehr als T_u Sekunden unterschreitet. Der Parameter „Netzspannung“ ist die Nennbetriebsspannung zwischen zwei Phasen der Mittelspannungsleitung.



- U_r: Netzspannung. Von 3 kV bis 36 kV in Schritten von 0,1 kV.
- T_U: Spannungs-Verzögerungszeit. Von 0,05 s bis 0,1 s in Schritten von 0,01 s und von 0,1 s bis 2,5 s in Schritten von 0,1 s.

4.3. SCHALTERSTEUERUNG

Die **ekorRPci**-Einheit verfügt über Ein- und Ausgänge, über welche der Schalter des Schaltfeldes betätigt wird, in dem sie installiert ist, sowie über Überwachungsfunktionen, die den aktuellen Betriebszustand der Schalter erkennen. Die Einheit sorgt dafür, dass die Betätigung des Schalters innerhalb der für die Schaltanlage zulässigen Zeitspanne erfolgt. Bei einem Ausfall des Schalters, des Schaltfeldes wird die Stromversorgung für den Schaltantrieb unterbrochen. Dies verhindert, dass ein Ausfall des Schaltfeldes zu einem vollständigen Verlust der Kontrolle über die ganze Unterstation führt. Die Schutz-, Mess- und Steuereinheiten **ekorRPci** zeigen außerdem die Stellung des Erdungsschalters an. Andererseits kann die Einheit den Auslöse- und Einschaltkreis überwachen.



Der Schalter kann lokal über die **ekorRPci**-Bedieneinheit oder über einen PC mit ekorSOFT, der an die frontseitige Schnittstelle des Geräts angeschlossen ist, oder per Fernzugriff über einen Kommunikationsbus gesteuert werden.

4.4. FERNSTEUERUNG

Die **ekorRPci**-Einheiten besitzen zwei serielle Schnittstellen, von denen eine zur Fernsteuerung nach dem RS-485-Standard verwendet wird. Diese kann an ein Bussystem angeschlossen werden, das maximal 32 Geräte miteinander verbindet. An diesen RS485-Port ist ein Twisted-Pair-Kabel und auf Wunsch auch ein LWL-Kabel anschließbar. Das Fernsteuer-Endgerät der Transformator- oder Schaltunterstation versendet die codierten Frames für die einzelnen **ekorRPci**-Einheiten. Die einzige Verbindung zwischen den einzelnen Schaltfeldern und dem Fernsteuer-Endgerät ist der Kommunikationsbus (per LWL- oder Twisted-Pair-Kabel). Die Kommunikation zwischen dem Kommunikations-Endgerät und der Verteilerzentrale hängt vom verwendeten Protokoll ab.

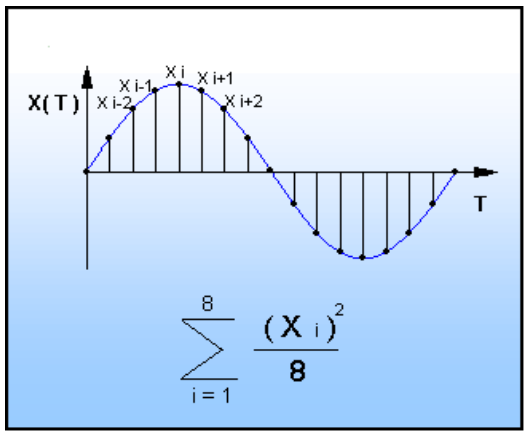
Einige der bei Fernsteuerung verfügbaren Funktionen sind:

- Anzeige des Schalterzustands
- Anzeige der Stellung des Erdungsschalters
- Schalterbetätigung
- Schalter-Fehlerüberwachung
- Spulenüberwachung
- Phasen- und Erdstrommessung I1, I2, I3 und I0
- Anzeige des Anliegens bzw. Fehlens der Spannung in jeder Phase L1, L2 und L3
- Anzeige und Einstellung der Schutz- und Spannungserkennungs-Parameter
- Fehlerhistorie
- Zeitsynchronisation
- Fehleranzeige

5. MESSFUNKTIONEN

5.1. STROM

Die von den **ekorRPci**-Einheiten gemessenen Stromwerte entsprechen den Effektivwerten der einzelnen Phasen I_1, I_2 und I_3. Dazu erfasst das System innerhalb einer Halbwelle acht Abtastwerte und berechnet den Mittelwert aus fünf aufeinander folgenden Werten. Diese Messung wird einmal pro Sekunde aktualisiert. Die Messgenauigkeit entspricht der Klasse 1 im Bereich von 5 A bis 120% des maximalen Stromsensor-Nennmessbereichs. Die Messung des Erdstroms I_o erfolgt auf die gleiche Weise wie die der Phasenströme.



- Strommessungen: I_1, I_2, I_3 und I_o

5.2. SPANNUNG

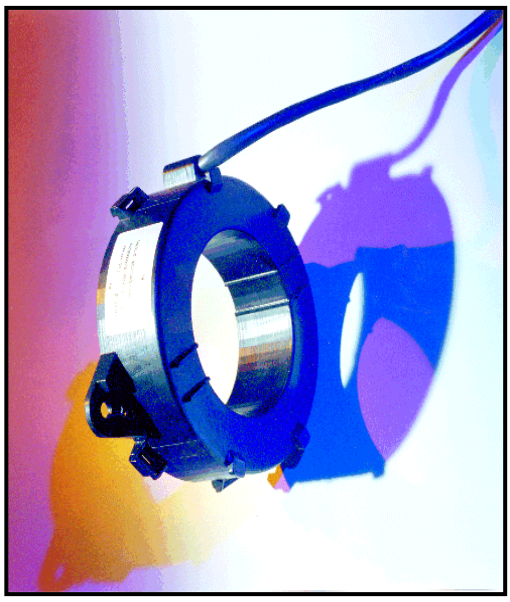
Bei der Spannungsmessung signalisieren die **ekorRPci**-Einheiten das Vorhandensein bzw. Fehlen der Spannung auf den Leitungen, in denen sie installiert sind, für jede einzelne Phase.

6. SENSOREN

6.1. STROMSENSOREN

Die elektronischen Stromwandler wurden unter dem Aspekt konzipiert, dass sie optimal an die Digitaltechnologie mit einer leichten Modifikation der sekundärseitigen Schnittstelle angepasst werden können. Daher arbeitet die Schutz-, Mess- und Steuerhardware für diese Sensoren mit den gleichen Algorithmen und mit der gleichen Stabilität wie herkömmliche Geräte.

Die Low-Power-Ausgänge der Sensoren lassen sich mit externen Verstärkern an Standardwerte anpassen. Somit können konventionelle Geräte oder elektronische Relais eingesetzt werden.



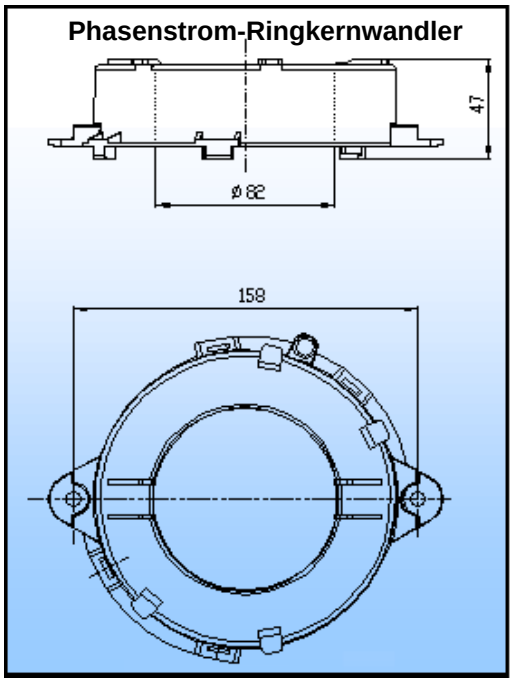
Der Einsatz von sensorbasierten Systemen bietet folgende Vorteile:

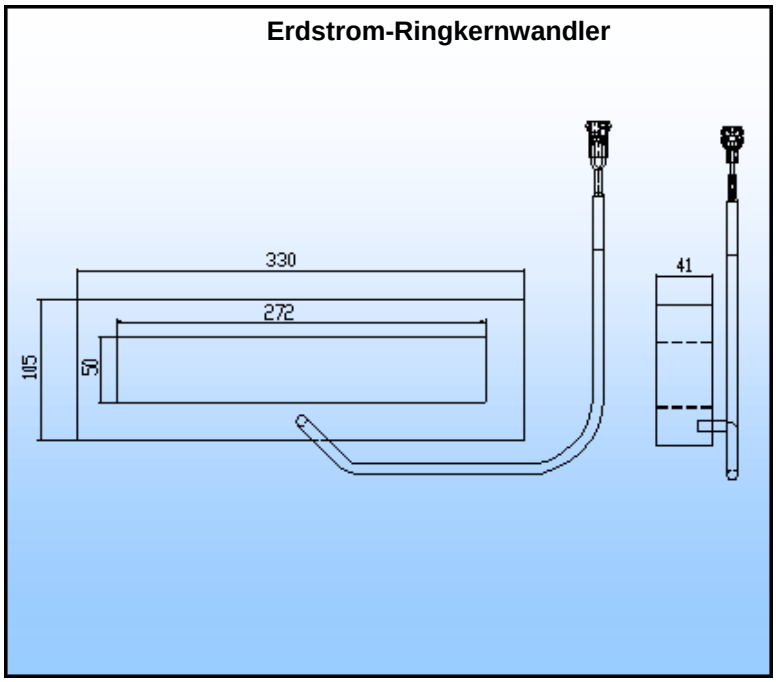
- **Geringe Baugröße.** Die niedrigere Leistungsaufnahme dieser Stromwandler ermöglicht eine drastische Verringerung ihrer Baugröße.
- **Höhere Präzision.** Die Signalerfassung ist wegen der hohen Übersetzungsverhältnisse wesentlich genauer.
- **Weiter Leistungsbereich.** Wenn die Leistung der Anlage erhöht wird, brauchen die Sensoren nicht gegen Versionen mit größerem Messbereich ausgetauscht zu werden.
- **Höhere Sicherheit.** Es liegen keine spannungsführenden Teile offen, was die Sicherheit für Personen erhöht.
- **Höhere Zuverlässigkeit.** Die Vollisolation der gesamten Anlage bietet einen höheren Schutz gegen äußere Einflüsse.
- **Einfache Wartung.** Die Sensoren brauchen bei der Prüfung des Kabels oder Schaltfeldes nicht abgetrennt werden.

6.1.1. Funktionsmerkmale der Stromsensoren

Die Stromsensoren sind Ringkern-Stromwandler mit hohem Übersetzungsverhältnis und niedriger Nennleistung. Diese Sensoren sind in selbstlöschendem Polyurethanharz gekapselt.

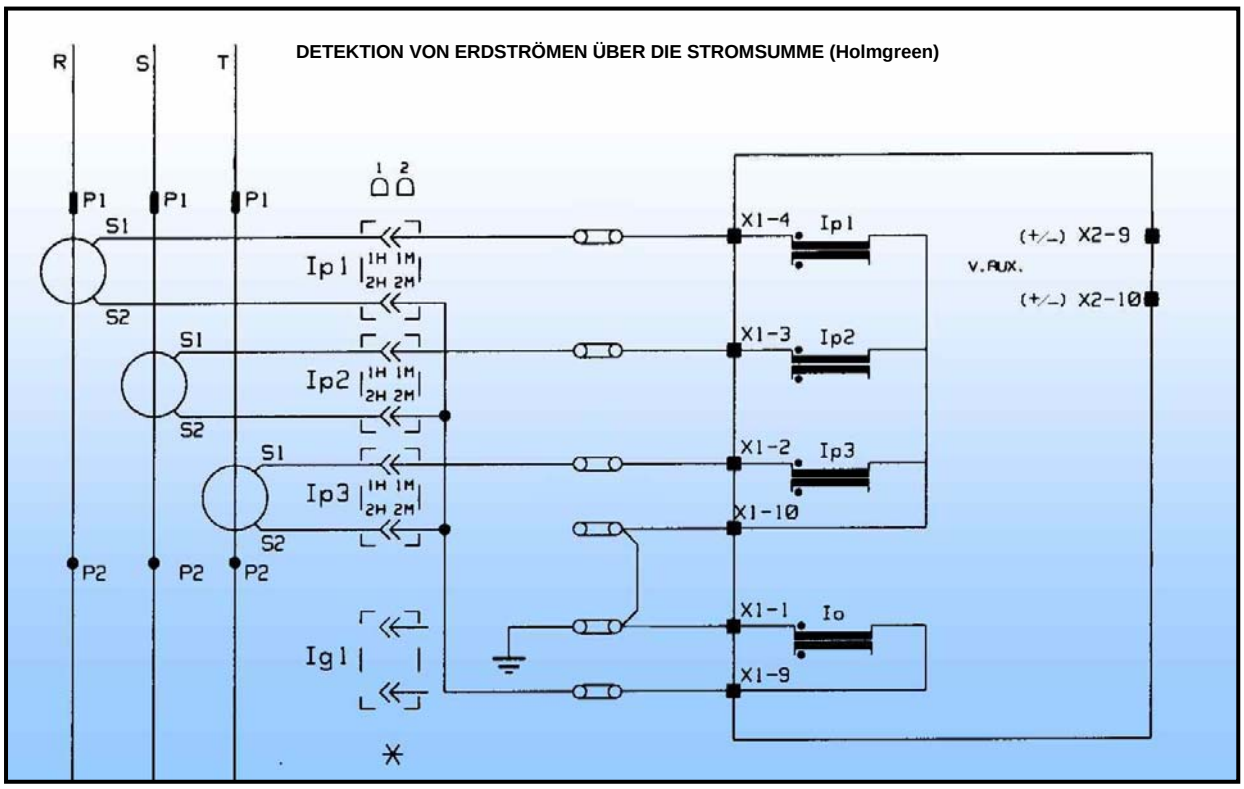
Phasenstrom- Ringkernwandler		
	Bereich 5-100 A	**Bereich 15-630 A**
Übersetzungsverhältnis	300/1 A	1000/1 A
Messbereich	5 A bis 100 A, erweitert 130%	15 A bis 630 A, erweitert 130%
Schutzart	5P20	5P20
Messung	Klasse 1	Klasse 1
Nennleistung	0,18 VA	0,2 VA
Thermischer Strom	20 kA	20 kA
Dynamischer Strom	50 kA	50 kA
Sättigungsstrom	7.800 A	26.000 A
Frequenz	50/60 Hz	50/60 Hz
Isolation	0,72/3 kV	0,72/3 kV
Außendurchmesser	139 mm	139 mm
Innendurchmesser	82 mm	82 mm
Höhe	38 mm	38 mm
Gewicht	1,35 kg	1,65 kg
Polarität	S1 – blau, S2 – braun	S1 – blau, S2 – braun
Kapselung	Polyurethan, selbstlöschend	Polyurethan, selbstlöschend
Thermoklasse	B (130 ºC)	B (130 ºC)
Referenznorm	IEC 60044-1	IEC 60044-1

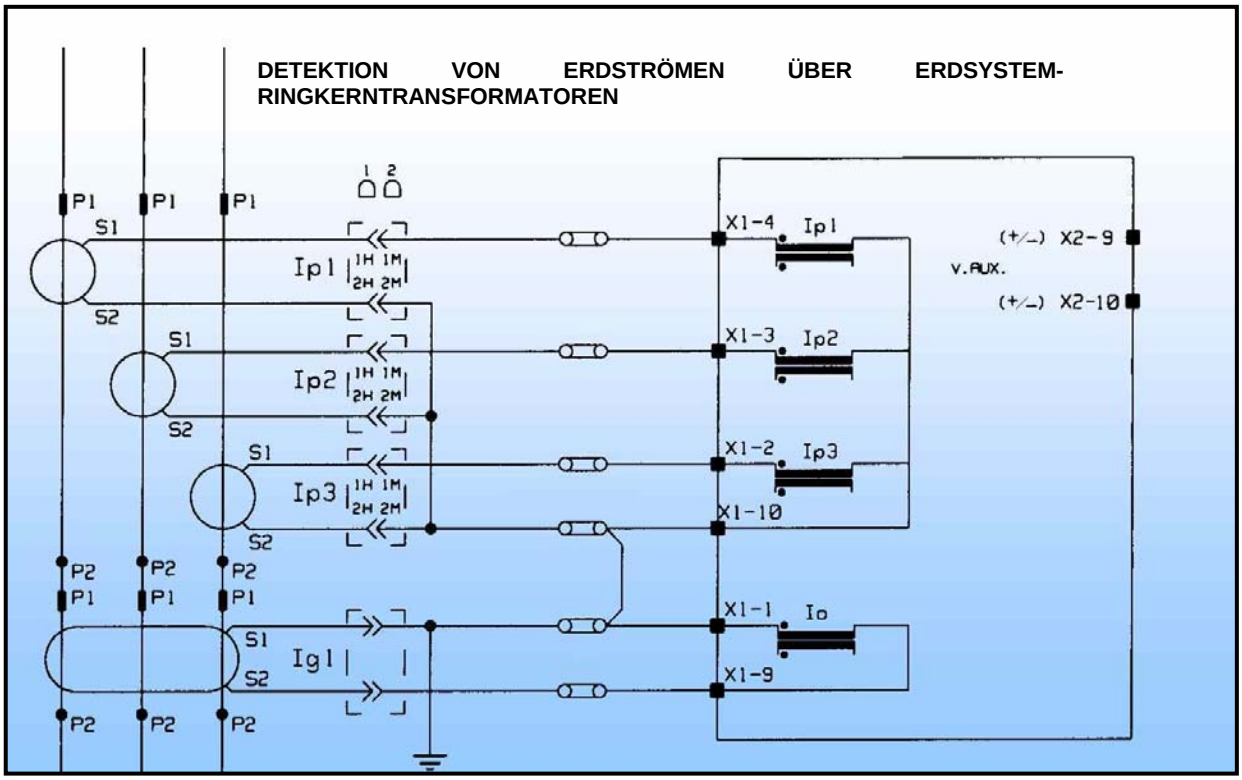




6.1.2. Holmgreen- bzw. Erdstromverschaltung

Die Verschaltung der vorgenannten Wandler erfolgt auf zweierlei Art, je nachdem, ob ein Erdstrom-Ringkernwandler genutzt wird oder nicht. Prinzipiell wird der Erdstrom-Ringkernwandler genutzt, wenn der Erdfehlerstrom weniger als 10% des Phasennennstromes beträgt.

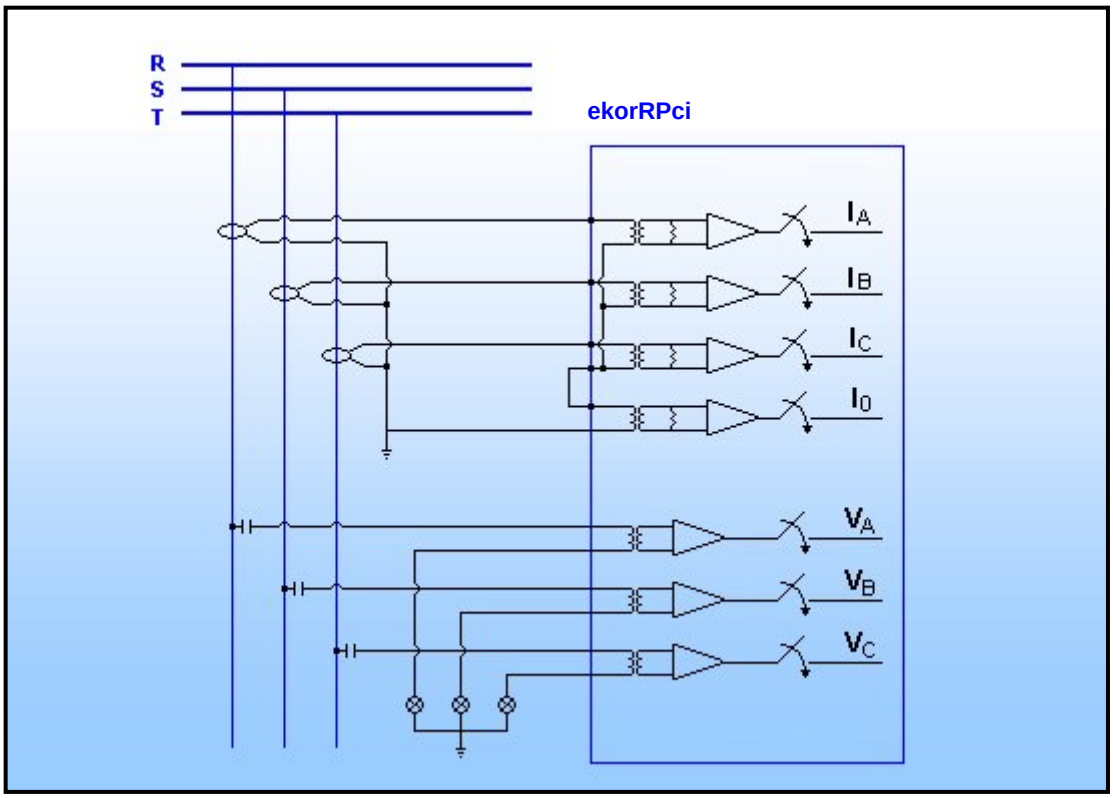




Erdstrom-Ringkernwandler		
	Bereich 5-100 A	**Bereich 15-630 A**
Übersetzungsverhältnis	300/1 A	1000/1 A
Messbereich	0,5 A bis 50 A, erweitert 130%	0,5 A bis 50 A, erweitert 130%
Schutzart	5P10	5P10
Messung	Klasse 3	Klasse 3
Nennleistung	0,2 VA	0,2 VA
Thermischer Strom	20 kA	20 kA
Dynamischer Strom	50 kA	50 kA
Sättigungsstrom	780 A	780 A
Frequenz	50/60 Hz	50/60 Hz
Isolation	0,72/3 kV	0,72/3 kV
Außenabmessungen	330 x 105 mm	330 x 105 mm
Innenabmessungen	272 x 50 mm	272 x 50 mm
Höhe	41 mm	41 mm
Gewicht	0,98 kg	0,98 kg
Polarität	S1 – blau, S2 – braun	S1 – blau, S2 – braun
Kapselung	Polyurethan, selbstlöschend	Polyurethan, selbstlöschend
Thermoklasse	B (130 ºC)	B (130 ºC)
Referenznorm	IEC 60044-1	IEC 60044-1

6.2. SPANNUNGSSENSOREN

Die Erkennung der Schaltfeldspannung erfolgt mit einem kapazitiven Spannungsteiler, der in die Schaltfelddurchführungen eingebaut ist.



7. TECHNISCHE DATEN

7.1. BEMESSUNGS-WERTE

Spannungsversorgung	AC	24 V_{ac}...110 V_{ac} +/-30%
	DC	24 V_{dc}...125 V_{dc} +/-30%
	Leistungsaufnahme	2 VA
Stromeingänge	Primärphase	5 A...630 A (je nach Gerätetyp)
	Erde	0,5 A...50 A (je nach Gerätetyp)
	I thermisch/dynamisch	20 kA/50 kA
	Impedanz	0,1 Ω
Genauigkeit	Verzögerungszeit	5% (mindestens 20 ms)
	Messung / Schutz	Klasse 1 / 5P20
Frequenz		50 Hz; 60 Hz +/-1%
Kontaktausgänge	Spannung	270 V_{ac}
	Strom	5 A (AC)
	Schaltleistung	750 VA (ohmsche Last)
Temperaturbereich	Bei Betrieb	-10 ºC...+60 ºC
	Bei Lagerung	-25 ºC...+70 ºC
Datenübertragung	Schnittstelle vorn	DB9, RS232
	Schnittstelle hinten	RJ45, RS485 (5 kV) LWL, RS485
	Protokoll	MODBUS (RTU)/ PROCOME

7.2. MECHANISCHE AUSFÜHRUNG

Schutzgrad	Klemmen	IP2X
	Im Feld	IP3X
Abmessungen (H x B x T):		146 x 47 x 165 mm
Gewicht		0,3 kg
Verdrahtung	Kabel/Klemme	0,5...2,5 mm^2

7.3. ISOLATIONSPRÜFUNG

IEC 60255-5	Isolationswiderstand		500 V_{dc}: > 10 GΩ
	Stehwechselspannung		2 kV_{ac}; 50 Hz; 1 min
	Blitzstoßspannung:	Normal	5 kV; 1,2/50 µs; 0,5 J
		Differentiell	1 kV; 1,2/50 µs; 0,5 J

7.4. ELEKTROMAGNETISCHE VERTRÄGLICHKEIT

IEC 60255-11	Spannungseinbruch	100 ms
	Welligkeit	12 %
IEC 60255-22-1	Gleichtakt 1 MHz	2,5 kV; 1 kV
IEC 60255-22-2	Elektrostatische Entladungen (IEC 61000-4-2, Klasse III)	8 kV (Luft) 6 kV (Kontakt)
IEC 60255-22-3	Abgestrahlte Felder (IEC 61000-4-3, Klasse III)	10 V/m
IEC 60255-22-4	Stoßprüfung (Burst) (IEC 61000-4-4)	± 4 kV
IEC 60255-22-5	Überspannungsimpulse (IEC 61000-4-5)	2 kV; 1 kV
IEC 60255-22-6	Eingestreute Hochfrequenz-signale (IEC 61000-4-6)	150 kHz...80 MHz
IEC 61000-4-8	Magnetfelder	100 A/m; 50 Hz konstant 1000 A/m; 50 Hz 2 s

IEC 61000-4-12	Gedämpfte Sinuswelle	2,5 kV; 1 kV
IEC 60255-25	Abgestrahlte Störungen (EN61000-6-4)	30 MHz...0,1 GHz
IEC 60255-25	Leitungsgeführte Störungen	150 kHz...80 MHz

7.5. KLIMAPRÜFUNG

IEC 60068-2-1	Langsame Änderungen, Kälte	-10 ºC; 960 min -25 ºC; 960 min
IEC 60068-2-2	Langsame Änderungen, Wärme	+60 ºC; 960 min +70 ºC; 960 min
IEC 60068-2-78	Feuchte Wärme, Dauertest	+40 ºC; 93%; 5760 min
IEC 60068-2-30	Feuchte Wärme in Zyklen	+40 ºC, 2 Zyklen

7.6. MECHANISCHE PRÜFUNG

IEC 60255-21-1	Sinusförmige Ansprechen	Vibration,	10-150 Hz; 1 g
	Sinusförmige Lebensdauer	Vibration,	10-150 Hz; 2 g
IEC 60255-21-2	Stöße, Ansprechen		11 ms; 5 g
	Stöße, Lebensdauer		11 ms; 15 g
	Schütteln, Lebensdauer		16 ms; 10 g

7.7. LEISTUNGSPRÜFUNG

IEC 60265	Ein- und Ausschalten leerlaufendes Kabel	24 kV / 50 A/ cosφ = 0,1
IEC 60265	Ein- und Ausschalten der Last, hauptsächlich Wirkleistung	24 kV / 630 A/ cosφ = 0,7
IEC 60265	Erdschlüsse	24 kV / 200 A / 50 A
	Ein- und Ausschalten leerlaufende Transformatoren	13,2 kV / 250 A / 1250 kVA
IEC 60056	Ein- und Ausschaltprüfung Kurzschluss	20 kA / 1 s

7.8. CE-KONFORMITÄT

Dieses Produkt erfüllt die Richtlinie 2004/108/EC der Europäischen Union bezüglich der elektromagnetischen Verträglichkeit und die internationalen Vorschriften gemäß IEC 60255. Das **ekorRPci**-System wurde für den Einsatz in industriellen Betriebsumgebungen in Übereinstimmung mit den EMV-Normen entwickelt und hergestellt. Diese Konformität ist das Ergebnis einer gemäß Artikel 10 der Richtlinie durchgeführten Prüfung und wurde im Protokoll CE-26/08-07-EE-1 erfasst.

8. GERÄTETYPEN DES SCHUTZ-, MESS- UND STEUERSYSTEMS

8.1. BESCHREIBUNG DER GERÄTETYPEN UND IHRER FUNKTIONEN

ekorRPGci

Dieses allgemeine Schutzsystem für Ortsnetzstationen wird in Leistungsschalterfeld installiert. Es erfüllt folgende Funktionen: Überstromschutz, AWE-Funktion usw.. Die Haupteinsatzgebiete sind der allgemeine Schutz von Leitungen, Kundenanlagen, Transformatoren, Kondensatorbänken usw.. Das System verfügt über Ein- und Ausgänge für die Schalterüberwachung und -steuerung.

Die Systeme dieser Serie decken einen Leistungsbereich von 50 kVA bis 400 kVA (630 kVA bei CGM-CGC- und CGM.3-Systemschaltfeldern) ab, wenn sie mit Ringkern-Stromwandlern für den Bereich von 5 A bis 100 A ausgestattet sind. Mit Ringkernwandlern für 15 A bis 630 A eignen sie sich für einen Leistungsbereich von 160 kVA bis 15 MVA (bei CGM-CGC- und CGM.3-Systemschaltfeldern).

ekorRPTci

Dieses Schutzsystem für Ortsnetzstationstransformatoren wird in Schaltfeldern mit Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombinationen installiert. Dieses elektronische System erfüllt alle Schutzfunktionen mit Ausnahme mehrphasiger Kurzschlüsse I>> auf der Primärseite des Transformators. Es verfügt über Ein- und Ausgänge für die Schalterüberwachung und -steuerung.

Die Systeme dieser Serie decken einen Leistungsbereich von 50 kVA bis 2000 kVA in CGMCOSMOS-Systemschaltfeldern und von 50 kVA bis 1250 kVA in CGM-CGC- und CGM.3-Systemschaltfeldern ab.

Schutz-, Mess- und Steuersysteme ekorRPci	ekorRPT	ekorRPG
Allgemeines		
Phasenstromsensoren	3	3
Erdstromsensor (Erdstrom)	Op	Op
Spannungssensoren	3	3
Zeitsynchronisation	Ja	Ja
Spannungsversorgung 24 V_{dc} bis 125 V_{dc} / 24 V_{ac} bis 110 V_{ac}	Ja	Ja
Wandlerstromversorgung	Nein	Nein
Schutzfunktionen		
Phasenüberzeitstrom (50-51)	Ja	Ja
Erdfehlerstrom (50N-51N)	Op	Op
Sensibler Erdfehlerschutz (50Ns-51Ns)	Op	Op
Spannung		
Erkennung der anliegenden bzw. fehlenden Spannung	Ja	Ja
Erkennung, Automation und Steuerung		
5 Eingänge / 7 Ausgänge (*)	Op	Op
10 Eingänge / 4 Ausgänge (*)	Op	Op
AWE	Nein	Ja
Datenübertragung		
MODBUS-RTU	Ja	Ja
PROCOME	Ja	Ja
Konfigurationsschnittstelle (RS-232)	Ja	Ja
RS-485-Fernsteuerschnittstelle über Twisted-Pair-Kabel	Ja	Ja
RS-485-Fernsteuerschnittstelle über LWL-Kabel	Op	Op
Einrichtungs- und Überwachungsprogramm ekorSOFT	Op	Op
Anzeigen		
Anzeige des Auslösegrundes	Ja	Ja
Fehleranzeige	Ja	Ja
Testmöglichkeiten		
Prüfblock für Stromeinspeisung	Nein	Ja
Messungen		
Strom	Ja	Ja
Spannung vorhanden/nicht vorhanden	Ja	Ja

(*) Die beiden Optionen sind nicht kumulativ. Welche davon verfügbar ist, hängt vom Gerätetyp ab.
Op - Optional

8.2. RELAIS-KONFIGURATOR

Um das **ekorRPci**-System in Abhängigkeit von den Anlageneigenschaften auszuwählen, wird das folgende Konfigurationsschema verwendet:

Typ:

G – für Leistungsschalterfeld

T – für Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombinationsfeld

Schutzfunktionen:

10 – drei Phasen (3 x 50/51) (1)

20 – drei Phasen und Erdleiter (3 x 50/51 + 50N/51N) (1)

30 – drei Phasen und empfindlicher Erdleiter (3 x 50/51 + 50Ns/51Ns) (1)

Eingänge / Ausgänge

0 – 5 Eingänge / 7 Ausgänge

1 – 5 Eingänge / 7 Ausgänge, mit Spulenüberwachung

2 -10 Eingänge / 4 Ausgänge

Ringkern-Stromwandler:

0 – ohne Ringkern-Stromwandler

1 – Bereich 5 - 100 A

2 – Bereich 15 - 630 A

Spannungsversorgung

B – Hilfsspannungsversorgung (Batterie, USV usw.)

(1) (+79) im Fall von **ekorRPGci**-Relais für Leistungsschalterfelder.

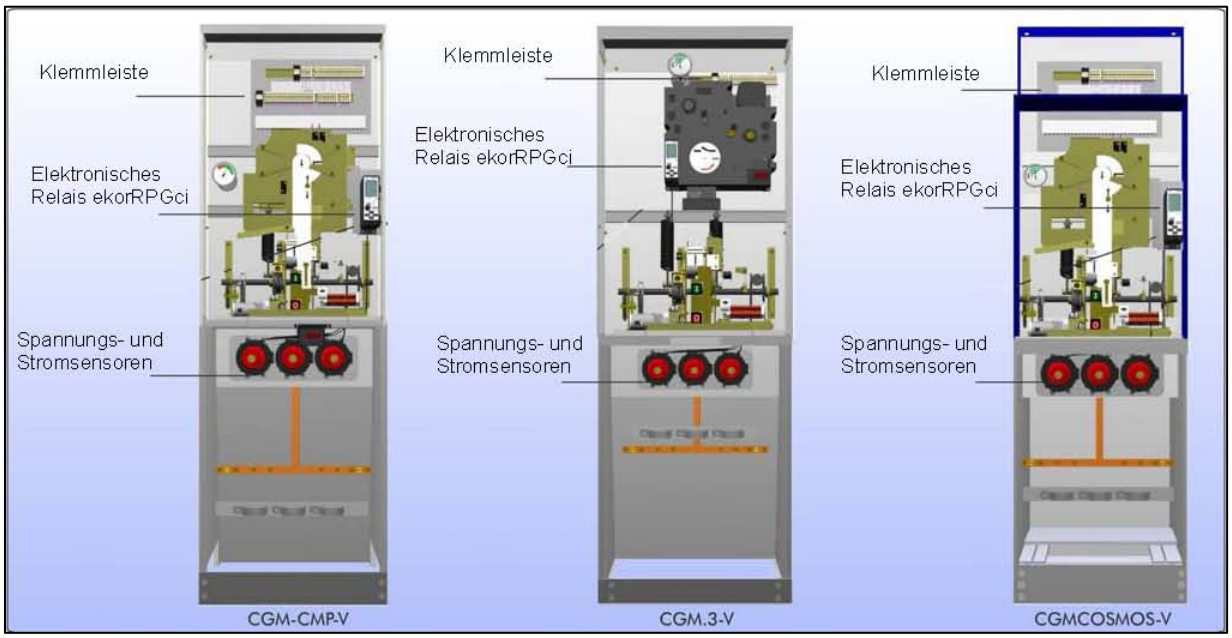
Beispiel: Ein Relais für ein Leistungsschalterfeld mit den Schutzfunktionen 3 x 50/51 + 50Ns/51Ns und Ringkern-Stromwandlern mit einem Bereich von 5 bis 100 A und 5 Eingängen und 7 Ausgängen würde bezeichnet als **ekorRPG-3001B**.

8.3. EKORRPGCI-SYSTEME

8.3.1. Funktionsbeschreibung

Das System **ekorRPGci** kommt für den allgemeinen Schutz von Leitungen, Kundenanlagen, Transformatoren usw. zum Einsatz. Es wird in Leistungsschalterfeldern - der Modelle CGMCOSMOS-V, CGM-CMP-V und/oder CGM.3-V - eingebaut, so dass alle Schutzfunktionen durch das elektronische System realisiert werden.

Wird ein Überstrom innerhalb des Relais-Betriebsbereichs festgestellt, wirkt dieses Relais auf einen bistabilen Auslöser niedriger Leistung, der den Leistungsschalter öffnet.



8.3.2. Definition der Ein- und Ausgänge

Die Schutz-, Mess- und Steuersysteme der Serie **ekorRPGci** beinhalten eine Reihe von physikalischen Ein- und Ausgängen, die von den übrigen unabhängigen Stromkreisen galvanisch getrennt sind.

Beim Gerätetyp mit **fünf Eingängen und sieben Ausgängen** stehen folgende Signale zur Verfügung:

Physikalische Eingänge	
E1	Externe Auslösung
E2	Schalter geschlossen
E3	AWE-Status (Umschalten zwischen den Wiedereinschaltzuständen EIN und AUS mit der steigenden Flanke)
E4	Universaleingang
E5	Universaleingang

Physikalische Ausgänge	
S1	Auslösungsmeldung
S2	Watchdog (WD)
S3	Phasenauslösung (50/51)
S4	Erdschluss-Auslösung (50N/51N)
S5	Schalterfehler
S6	Öffnungssequenz
S7	Schließsequenz

Beim Gerätetyp mit **fünf Eingängen, sieben Ausgängen und Spulenüberwachung** stehen folgende Signale zur Verfügung:

Physikalische Eingänge	
E1	AWE-Status (Umschalten zwischen den Wiedereinschaltzuständen EIN und AUS mit der steigenden Flanke)
E2	Schalter geschlossen
E3	Schließen-Spulenüberwachung in geöffneter Position
E4	Schließen-Spulenüberwachung in geschlossener Position
E5	Öffnen-Spulenüberwachung

Physikalische Ausgänge	
S1	Auslösungsmeldung
S2	Watchdog (WD)
S3	Endgültige AWE-Auslösung
S4	AWE deaktiviert
S5	Schalterfehler
S6	Öffnungssequenz
S7	Schließsequenz

Beim Gerätetyp mit **zehn Eingängen und vier Ausgängen** stehen folgende Signale zur Verfügung:

Physikalische Eingänge	
E1	Externe Auslösung
E2	Schalter geschlossen
E3	Schalter geöffnet
E4	Trenner in Sammelschienenposition
E5	Trenner in geöffneter Position
E6	Schalter in Erdungsposition
E7	Federn gespannt
E8	Pumpsperrrelais
E9*	Überwachung der Schließspule (in geöffneter und geschlossener Position)
E10*	Überwachung der Öffnungsspule (in geöffneter und geschlossener Position)

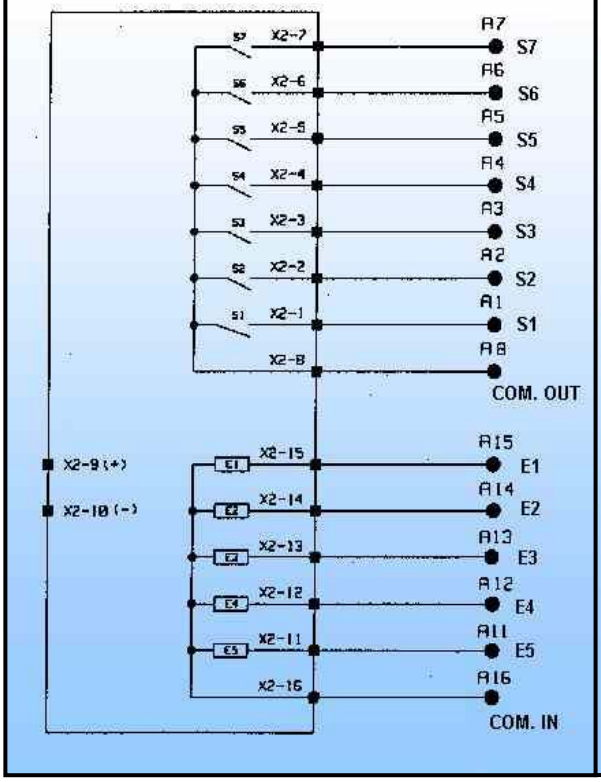
Physikalische Ausgänge	
S1	Auslösungsmeldung
S2	Watchdog (WD)
S3	Öffnungssequenz
S4	Schließsequenz

*Dabei müssen E9 und E10 der Überwachung der EIN- und AUS-Spulen zugeordnet sein.

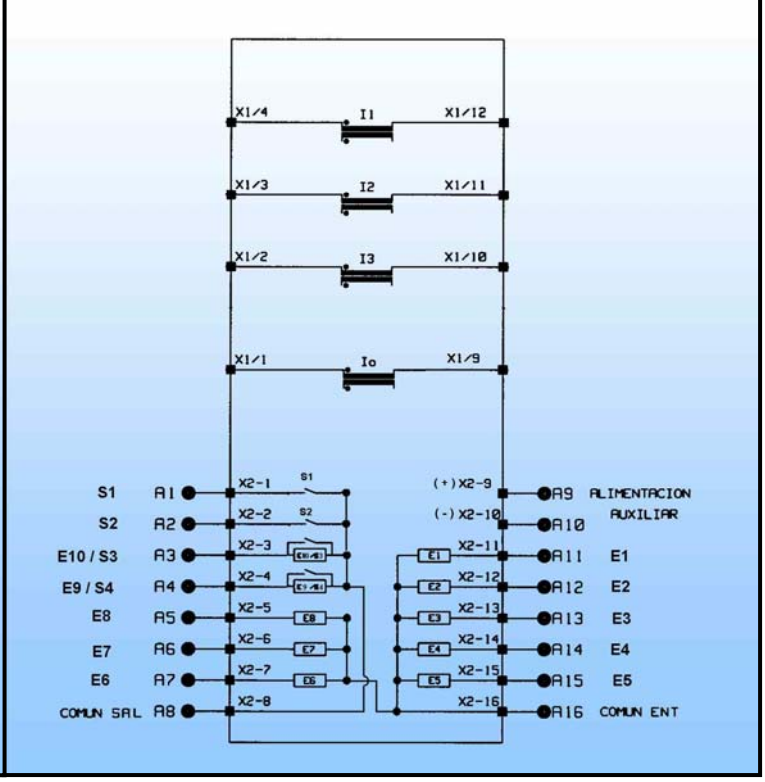
HINWEIS: Die genauen Funktionen der Ein- und Ausgänge hängen von der Anlage ab und können von den Angaben in der obigen Tabelle abweichen. Bitte entnehmen Sie die Funktionen dieser Ein- und Ausgänge den Schaltplänen.

Der nachstehende Schaltplan zeigt die Relaiseingänge und -ausgänge sowie die von der **ekorRPGci**-Klemmleiste aus zugänglichen Signale für Gerätetypen mit 5 Eingängen und 7 Ausgängen und für Gerätetypen mit 10 Eingängen und 4 Ausgängen.

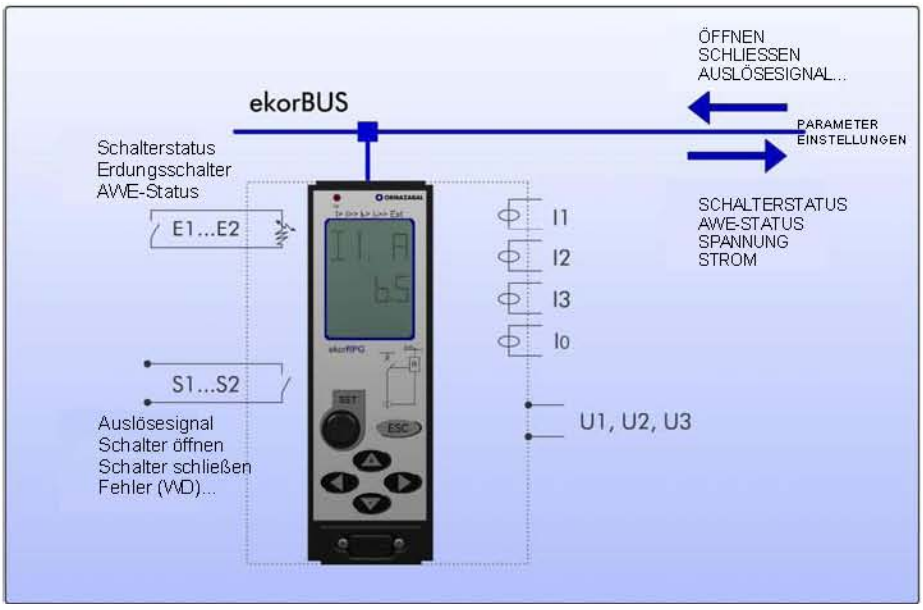
ekorRPci
5 Eingänge und 7 Ausgänge



ekorRPGci
10 Eingänge und 4 Ausgänge



Die Fernsteuereingänge und -ausgänge, Einstellungen, Parameter, Messungen usw. sind per Kommunikationsprotokoll zugänglich.



8.3.3. Technische Eigenschaften

Das Schutzsystem **ekorRPGci** dient zum Schutz von Anlagen mit folgenden Nennleistungen:

CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-Systeme			
Leitungs-spannung [kV]	ekorRPG mit Ringkern-Stromwandlern (5 - 100 A)		ekorRPG mit Ringkern-Stromwandlern (15 - 630 A)
	Min. Leistung [kVA]	[kVA]	Max. Leistung [kVA]
6.6	50	160	5000
10	100	200	7500
12	100	315	10000
13.2	100	315	10000
15	100	315	12000
20	160	400	15000
25(1)	200	630	20000
30(1)	250	630	25000

(1) Für CGM-CGC- und CGM.3-Systemschaltfelder

Auswahlprozess für die Schutzparameter des **ekorRPGci**-Systems in CGMCOSMOS-V-, CGM-CMP-V- und CGM.3-V-Schaltfeldern:

1. Bestimmung der zu schützenden Systemleistung und Auswahl des **ekorRPGci**-Gerätetyps anhand der obigen Tabelle.
2. Berechnung des Nennstromes $I_n = S/\sqrt{3}xU_n$.
3. Festlegung der Dauerüberlast I>. Die Normalwerte in Transformatoren bis zu 2000 kVA Leistung liegen bei 20% für Stromverteilungsanlagen und bei 5% für Stromerzeugungsanlagen.
4. Auswählen der transienten Überlastkennlinie. Die Koordination zwischen der Relais- und der Niederspannungs-Schmelzsicherungs-Kennlinie erfolgt anhand des Kennlinientyps EI (extrem stromabhängig).
5. Festlegung der Verzögerung bei der transienten Überlast K. Dieser Parameter ist durch die thermische Konstante des Transformators gegeben. Je größer die Konstante ist, desto langsamer erhöht sich die Transformatortemperatur bei einer Überlast und desto größer kann die Verzögerung der Schutzauslösung sein. Der für Ortsnetztransformatoren normale Wert von K = 0,2 bewirkt eine Auslösung nach 2 s, wenn die Überlast entsprechend der EI-Kennlinie 300% beträgt.
6. Kurzschlussstrom I>>. Bestimmung des Maximalwertes des Transformator-Magnetisierungsstroms. Die Stromspitze, die beim Einschalten eines unbelasteten Transformators aufgrund der Kernmagnetisierung entsteht, ist um ein Vielfaches größer als der Nennstrom. Dieser Spitzenwert vom bis zu 12-fachen Wert des Nennstroms (10-facher Wert bei mehr als 1000 kVA) hat einen sehr hohen Oberschwingungsanteil, so dass die 50-Hz-Grundschwingung wesentlich kleiner ist. Daher liegt ein normaler Einstellwert für diesen Parameter zwischen 7 und 10. Bei einem allgemeinen Schutz für mehrere Transformatoren kann dieser Wert kleiner sein.
7. Verzögerung der Schnellauslösung T>>. Dieser Wert entspricht der Schutzauslösungszeit im Kurzschlussfall. Er hängt von der Koordination mit anderen Schutzeinrichtungen ab und liegt gewöhnlich zwischen 0,1 und 0,5 s.

Im Fall eines allgemeinen Schutzes für zwei Transformatoren mit je 1000 kVA gilt:

$$S = 2000\ kVA,\ U_n = 15\ kV$$

Zur korrekten Einstellung des Schutzrelais sind folgende Schritte erforderlich:

- Nennstrom. $I_n = S/\sqrt{3}xU_n = 2000\ kVA/\sqrt{3}x15\ kV \cong 77\ A$
- Zulässige Dauerüberlast 20%. I_n x I> = 77 A x 1,2 ≅ 92 A
- Kennlinientyp: Extrem stromabhängig verzögert (EI)
- Transienter Überlastfaktor. K = 0,2
- Kurzschlussstrom. I_n x I> x I>> = 77 A x 1,2 x 10 ≅ 924 A
- Verzögerung der Schnellauslösung T>> = 0,1 s

Die Einstellung der Erdstromstufe hängt von den Eigenschaften des Netzes ab, in dem das Gerät installiert ist. Im Allgemeinen sind die Erdfehlerströme groß genug, um als Überstrom erfasst zu werden. Wenn der Fehlerstrom in Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt sehr gering ist, also in Fällen, **in denen der Erdfehlerschutz auf einen Wert unter 10% des Phasennennstromes eingestellt ist, wird die Anwendung des sensiblen Erdfehlerschutzes empfohlen.**

Die Werte der Einstellparameter müssen die Selektivität zu den übergeordneten Schutzeinrichtungen gewährleisten. In Anbetracht der Vielfalt der in den Netzen angewandten Schutzkriterien und verwendeten Sternpunktbehandlungen lässt sich keine allgemeingültige Parametrierung angeben, so dass in jedem Einzelfall eine individuelle Parametrierung erforderlich ist. Für Transformatoren bis 2000 kVA sollen die nachstehend angegebenen Einstellungen als Richtwerte dienen. Dabei muss gewährleistet sein, dass sie ordnungsgemäß auf die vorgelagerten Schutzeinrichtungen (unter anderem auf den allgemeinen Schutz, den Leitungs- oder den Umspannwerksschutz) abgestimmt sind.

Phasen-schutz-einstellung	**Nennstrom**	**Kenn-linie**	**Schnell-auslösung**	**I>**	**K**	**I>>**	**T>>**
	$I_n=S/\sqrt{3}xU_n$ = 77 A	EI	DT	1,2	0,2	10	0,1
Erdschutz-einstellung	**Sternpunkt-behandlung**	**Kenn-linie**	**Schnell-auslösung**	**I_o>**	**K_o**	**I_o>>**	**T_o>>**
	Starre oder niederohmige Erdung	NI	DT	0,2	0,2	5	0,1
	Isoliert oder kompensiert	NI	DT	0,1 / Ig = 2 A (*)	0,2	5	0,2

(*) Bei Verwendung eines Erdstrom-Ringkernwandlers.

8.3.4. Schaltfeldinstallation

Integrale Bestandteile der **ekorRPGci**-Systeme sind das elektronische Relais, die Spannungs- und Stromsensoren, der bistabile Auslöser, die Auslösespule und die Klemmleiste.

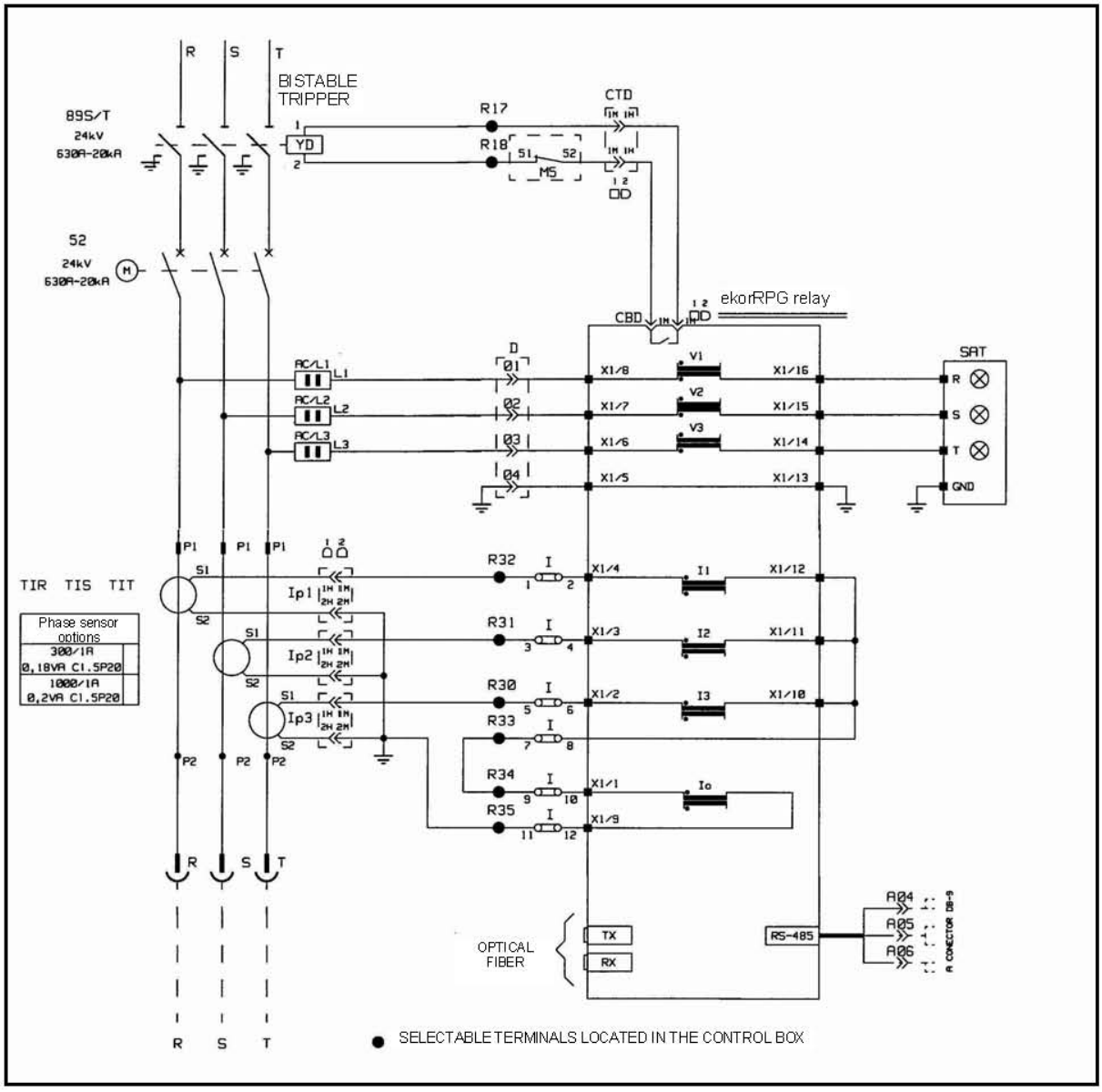
Das elektronische Relais wird mit Ankerschrauben am Schaltantrieb des Schaltfeldes montiert. Die Gerätefront, auf der sich die Benutzerschnittstellenkomponenten wie das Display, die Tasten, die Kommunikationsschnittstellen usw. befinden, ist von außen zugänglich, ohne dass die Schutzverkleidung des Schaltantriebes abgenommen werden braucht. Auf der Rückseite befinden sich sowohl die Steckverbinder X1 und X2 (siehe Abschnitt § 8.3.5) als auch die Verkabelung, über die das System mit den Spannungs- und Stromsensoren und mit der Klemmleiste verbunden ist. Die für den Anwender freigegebenen Signale sind auf eine Klemmleiste aufgelegt, die überbrückt werden kann und vom oberen Teil des Schaltfeldes aus zugänglich ist. Dies gestattet die Verwendung herkömmlicher Sekundärspeisegeräte zum Prüfen der Schutzrelais.

Die Funktionsweise der kurzschließbare Klemmleiste für die Anwenderbeschaltung wird nachstehend beschrieben.

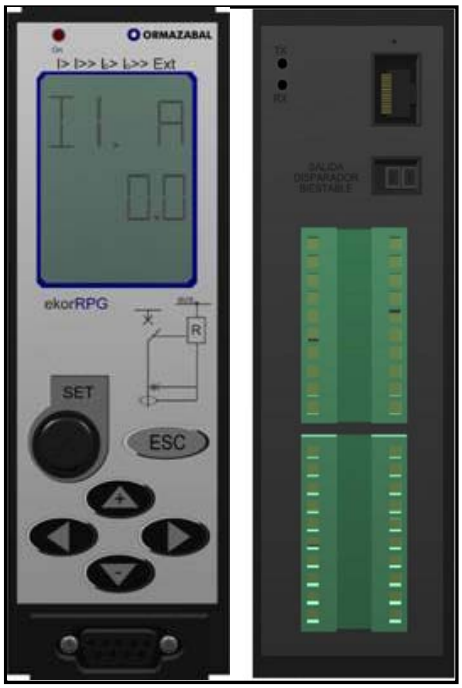
Klemmen	Bezeichnung	Funktionen	Typische Verwendung
I1, I3, I5, I7, I9, I11	IP1, IP2, IP3, …	Kurzschließbare und abtrennbare Klemmen für Sekundärstromkreise	Sekundärseitige Stromeinspeisung für Relaistests

8.3.5. ekorRPGci-Stromlaufplan

Der Stromlaufplan zeigt die elektrischen Verbindungen zwischen den verschiedenen Teilen des Schutz-, Mess- und Steuersystems **ekorRPGci**.



- **Vorder- und Rückansicht**



8.3.6. Einbau der Ringkern-Stromwandler

Bei CGMCOSMOS-V-, CGM-CMP-V- und CGM.3-V-Schaltfeldern werden die Stromwandler über den Schaltfelddurchführungen eingebaut. Dies bietet den Vorteil, dass es nicht zu Anschlussfehlern im Erdsystem kommt. Diese Ringkern-Stromwandler sind zudem mit einem Prüfanschluss versehen, der bei Prüf- und Wartungsarbeiten genutzt werden kann.

Bei den Ringkern-Stromwandlern, die über den Durchführungen eingebaut sind, können folgende Kabelstecker verwendet werden:

Hersteller	Nennstrom [A]	12-kV-Steckertyp	12-kV-Quer-schnitt [mm²]	24-kV-Steckertyp	24-kV-Quer-schnitt [mm²]	36-kV-Steckertyp	36-kV-Quer-schnitt [mm²]
EUROMOLD	400	400 TE	70-300	K-400TE	25-300	-	-
	630	400 LB	50-300	K-400LB	50-300	-	-
	630	400 TB	70-300	K-400TB	35-300	M-400TB	25-240
	630	440 TB	185-630	K-440TB	185-630	M-440TB	185-630

Für andere Steckertypen[1] müssen die Ringkern-Stromwandler gelöst und gemäß der Anleitung in Abschnitt § 8.4.6 direkt an den Kabeln installiert werden.

[1] Wenden Sie sich an die technisch-kaufmännische Abteilung von Ormazabal.

8.3.7. Prüfung und Wartung

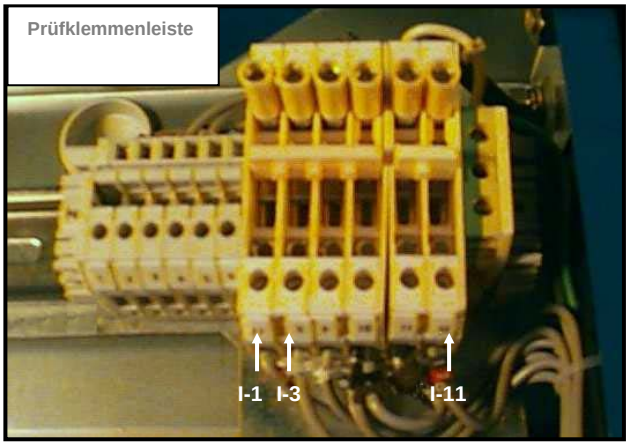
Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPGci** ist für die Durchführung der Funktionsprüfungen konzipiert, die sowohl für die Inbetriebnahme als auch für die regelmäßigen Wartungskontrollen erforderlich sind. Es gibt mehrere Prüfniveaus, je nachdem, ob eine Unterbrechung des Betriebs und der Zugriff auf den Kabelanschlussraum des Schaltfeldes möglich sind.

- **Primärseitige Überprüfung:** In diesem Fall werden die Prüfungen bei vollkommen abgeschalteter Anlage durchgeführt, da sie das Betätigen des Leistungsschalters und die Erdung der Feldabgangskabel erfordern. Wenn ein Strom über die Ringkern-Stromwandler eingespeist wird, müssen Sie sich vergewissern, dass der Schutz den Leistungsschalter innerhalb der ausgewählten Zeitspanne öffnet. Außerdem müssen Sie sich davon überzeugen, dass die Auslösungen korrekt angezeigt und alle Ereignisse im Ereignis-Speicher gespeichert werden.

  Führen Sie für diese Überprüfung folgende Schritte aus:

  - Öffnen Sie den Leistungsschalter des Schaltfeldes. Schließen Sie den Erdungsschalter, und schließen Sie anschließend den Leistungsschalter, damit eine wirksame Erdung gewährleistet ist.
  - Verbinden Sie im Kabelraum das Prüfkabel mit dem Prüfanschluss der Ringkernwandler.
  - Verbinden Sie das Prüfkabel mit dem Sekundärstromkreis des Prüfgeräts.
  - Verbinden Sie das Signal S1 – Auslösemeldung (abhängig von der programmierten Funktion) – mit dem Stop-Eingang des Prüfgeräte-Timers.
  - Öffnen Sie den Leistungsschalter. Öffnen Sie den Erdungsschalter, und schließen Sie anschließend den Leistungsschalter. Damit der Leistungsschalter über das Schutzsystem geöffnet werden kann, muss der Erdungsschalter geöffnet sein.
  - Speisen Sie die Prüfströme ein, und vergewissern Sie sich, dass die Auslösezeiten korrekt sind. Prüfen Sie nach, dass die Auslösungen korrekt angezeigt werden.

Damit Phasenauslösungen erkannt werden können, muss das Prüfkabel durch zwei Ringkernwandler geführt werden. Der Strom muss jeden von ihnen in entgegengesetzter Richtung durchfließen. Das bedeutet: Wenn der Strom in einem der Prüfkabel von oben nach unten fließt, muss er im anderen von unten nach oben fließen, damit die Summe der beiden Ströme Null ergibt und keine Erdschutzauslösungen auftreten.



Bei Erdschutzauslösungen wird das Prüfkabel durch einen einzelnen Ringkernwandler geführt (Erdstrom- oder Phasen-Ringkernwandler, je nachdem, ob ein Erdstrom-Ringkernwandler zur Verfügung steht oder nicht). Es müssen Auslöseprüfungen für alle Ringkern-Stromwandler durchgeführt werden, um den ordnungsgemäßen Betrieb des Gesamtsystems zu überprüfen.

- **Sekundärseitige Überprüfung mit Betätigung des Leistungsschalters:** Diese Geräteprüfung wird durchgeführt, wenn ein Zugriff auf den Kabelanschlussraum nicht möglich ist. Dies ist der Fall, wenn die Feldabgangskabel Spannung führen und nicht geerdet werden können. In diesem Fall kann das Prüfkabel nicht an die Prüfanschlüsse der Ringkernwandler angeschlossen werden; die Stromeinspeisung erfolgt dann über die Prüfklemmleiste.

Dieses Prüfverfahren findet auch dann Anwendung, wenn die zu prüfenden Primärströme wesentlich größer als die vom Prüfgerät erzeugten Ströme sind (normalerweise mehr als 100 A).

Führen Sie für diese Überprüfung folgende Schritte aus:

- Verschaffen Sie sich Zugang zum oberen Fach des Schaltantriebes, wo sich die Kontrollpunkte und die Prüfklemmleiste befinden.
- Schließen Sie die Stromkreisklemmen I1, I3, I5, I7, I9 und I11 kurz, und trennen Sie sie anschließend ab. Durch dieses Verfahren werden die Sekundärseiten des Stromwandlers kurzgeschlossen.
- Verbinden Sie das Prüfkabel mit den Klemmen I1 bis I11, und berücksichtigen Sie dabei die folgende Zuordnung zwischen den Klemmen und Phasen:
  Strom durch L1 - I1 und I11.
  Strom durch L2 – I3 und I11.
  Strom durch L3 – I5 und I11.
  Strom durch L1 und L2 (ohne Erdstrom) - I1 und I3.
  Strom durch L1 und L3 (ohne Erdstrom) - I1 und I5.
  Strom durch L2 und L3 (ohne Erdstrom) – I3 und I5.
- Verbinden Sie das Prüfkabel mit dem Sekundärstromkreis des Prüfgeräts.
- Verbinden Sie den Ausgang S1 – Auslösemeldung (abhängig von der programmierten Funktion) – mit dem Stop-Eingang des Prüfgeräte-Timers.
- Wenn der Leistungsschalter geöffnet werden kann, versetzen Sie ihn in die geschlossene Stellung. Kann der Leistungsschalter nicht betätigt werden, müssen der bistabile Auslöser und die Auslösespule ausgeschaltet bleiben. Beginnen Sie in diesem Fall die Prüfung wie im folgenden Abschnitt *„Prüfung ohne Betätigung des Leistungsschalters“* beschrieben.
- Speisen Sie die Prüfströme unter Berücksichtigung des Übersetzungsverhältnisses von 300/1 A oder 1000/1 A (abhängig vom Gerätetyp) in den Sekundärkreis ein. Vergewissern Sie sich, dass die Auslösezeiten korrekt sind. Prüfen Sie nach, dass die Auslösungen korrekt angezeigt werden.

- **Sekundärseitige Überprüfung ohne Betätigung des Leistungsschalters:** Häufig kann der Leistungsschalter des Schaltfeldes nicht betätigt werden, so dass die Wartungsprüfungen nur an der elektronischen Einheit erfolgen können. In diesen Fällen sind folgende Punkte zu beachten:

  - Schalten Sie den bistabilen Auslöser und die Auslösespule stets aus. So kann das Relais auslösen, ohne auf den Öffnungsmechanismus zu wirken.
  - Nehmen Sie die Stromeinspeisung wie im obigen Abschnitt „*Sekundärseitige Prüfung mit Betätigung des Leistungsschalters*“ beschrieben vor.
  - Die Ringkern-Stromwandler können überprüft werden, wenn die Stromaufnahme (auch nur schätzungsweise) bekannt ist. Der Strom durch die Sekundärwicklungen (Klemmen I1, I3 und I15) muss dem Übersetzungsverhältnis 300/1 A (bzw. 1000/1 A) entsprechen.

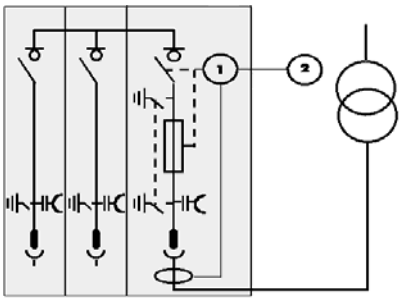
8.4. EKORRPTCI-SYSTEME

8.4.1. Funktionsbeschreibung

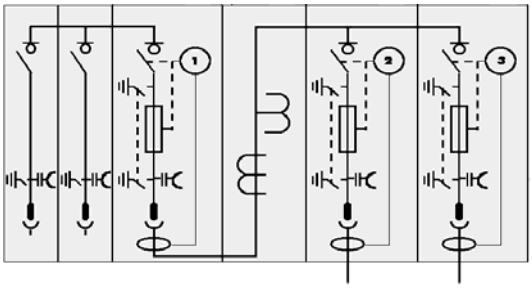
Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPTci** wird zum Schutz von Verteilertransformatoren eingesetzt. Es wird in Lasttrennschalter-Sicherungs-Kombinationsfeldern eingebaut, so dass alle Schutzfunktionen - mit Ausnahme von hohen mehrphasigen Kurzschlüssen, die von den Schmelzsicherungen abgefangen werden - durch das elektronische System realisiert werden.

Wird ein Überstrom innerhalb des Abschaltvermögens des Lasttrennschalters festgestellt, so steuert das Relais einen bistabilen Low-Power-Auslöser an, der den Lasttrennschalter öffnet. Wenn der Fehlerstrom größer als das Abschaltvermögen des Lasttrennschalters ist[1], wird die Auslösung blockiert, so dass die Schmelzsicherungen auslösen. Außerdem wird der Schalter abgetrennt, so dass die Sicherungen nicht unter Spannung bleiben.

8.4.2. Definition der Ein- und Ausgänge



TRANSFORMER PROTECTION



GENERAL PROTECTION
(MV client supply)

Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPTci** kann mit fünf physikalischen Eingängen und sieben physikalischen Ausgängen oder mit acht physikalischen Eingängen und vier physikalischen Ausgängen ausgestattet sein, wie die folgende Tabelle zeigt (siehe Diagramm in Abschnitt § 8.3.2). Alle physikalischen Ein- und Ausgänge sind vom Rest der unabhängigen Stromkreise galvanisch getrennt.

Die bei dem Modul mit fünf Eingängen und sieben Ausgängen verfügbaren Signale sind:

Physikalische Eingänge	
E1	Externe Auslösung
E2	Schalter geschlossen
E3	Nicht anwendbar
E4	Universaleingang
E5	Universaleingang

Physikalische Ausgänge	
S1	Auslösungsmeldung
S2	Watchdog (WD)
S3	Phasenstromauslösung (50/51)
S4	Erdschluss-Auslösung (50N/51N)
S5	Schalterfehler
S6	Öffnungssequenz
S7	Schließsequenz

[1] 1200 A für CGMCOSMOS-P, 480 A für CGM-CMP-F, 36-kVBereich, und CGM.3 sowie 300 A für CGM-CMP-F, 24-kV-Bereich.

Die bei dem Modul mit acht Eingängen und vier Ausgängen verfügbaren Signale sind:

Physikalische Eingänge	
E1	Externe Auslösung
E2	Schalter geschlossen
E3	Schalter geöffnet
E4	Trenner in Sammelschienenposition
E5	Trenner in geöffneter Position
E6	Schalter in Erdungsposition
E7	Federn gespannt
E8	Pumpsperrrelais

Physikalische Ausgänge	
S1	Auslösungsmeldung
S2	Watchdog (WD)
S3	Öffnungssequenz
S4	Schließsequenz

HINWEIS: Die genauen Funktionen der Ein- und Ausgänge hängen von der Anlage ab und können von den Angaben in der obigen Tabelle abweichen. Bitte entnehmen Sie die Funktionen dieser Ein- und Ausgänge den Schaltplänen.

Die Ein- und Ausgänge sind über die **ekorRPTci**-Klemmleiste zugänglich.

Sie können den Eingangszustand und die Ausgangsaktionen sowohl lokal als auch über das Kommunikationsprotokoll abfragen. Auf diese Weise haben Sie auch Zugriff auf die Einstellungen, Parameter, Messungen usw..

8.4.3. Technische Eigenschaften

Das **ekorRPGci**-System dient zum Schutz von Transformatoren mit folgenden Nennleistungen:

CGMCOSMOS-System					
Netz-spannung [kV]	Sicherungs-Nenn-spannung [kV]	MINIMALE Transformatorleistung		MAXIMALE Transformatorleistung	
		Sicherungs-Nennstrom [A]	[kVA]	Sicherungs-Nennstrom [A]	[kVA]
6.6	3/7.2	16	50	160 (1)	1250
10	6/12	16	100	160 (1)	1250
12	10/24	16	100	100	1250
13.2	10/24	16	100	100	1250
15	10/24	16	125	125 (2)	1600
20	10/24	16	160	125	2000

(1) 442-mm-Patrone, (2) Schmelzsicherung SSK 125 A SIBA

CGMCOSMOS-, CGM-CGC- und CGM.3-System					
Netz-spannung [kV]	Sicherungs-Nenn-spannung [kV]	MINIMALE Transformatorleistung		MAXIMALE Transformatorleistung	
		Sicherungs-Nennstrom [A]	[kVA]	Sicherungs-Nennstrom [A]	[kVA]
6.6	3/7,2	16	50	160 (1)	1000
10	6/12	16	100	125	1250
12	10/24	10	100	63	800
13.2	10/24	10	100	63	800
15	10/24	16	125	63	1000
20	10/24	16	160	63	1250
25	24/36	25	200	80 (2)	2000
30	24/36	25	250	80 (2)	2500

(1) 442-mm-Patrone (2) SIBA-SSK-Sicherung (prüfen)

Verfahren zur Auswahl der **ekorRPTci**-Schutzparameter in CGMCOSMOS-P-Schaltfeldern:

1. Bestimmen Sie den zum Schutz des Transformators erforderlichen Sicherungswert anhand der Sicherungstabelle im Ormazabal-Dokument IG-078. Die maximal verwendbaren Werte betragen 160 A für Spannungen bis 15 kV und 125 A für Spannungen bis 24 kV.
2. Berechnen Sie den Transformator-Nennstrom $I_n = S/\sqrt{3}xU_n$.
3. Definieren Sie die Dauerüberlast I>. Die Normalwerte in Transformatoren bis zu 2000 kVA Leistung liegen bei 20% für Stromverteilungsanlagen und bei 5% für Stromerzeugungsanlagen.
4. Wählen Sie die transiente Überlastkennlinie aus. Die Koordination zwischen der Relais- und der Niederspannungs-Schmelzsicherungs-Kennlinie erfolgt anhand des Kennlinientyps EI (extrem stromabhängig).
5. Legen Sie die Verzögerung der transienten Überlast K fest. Dieser Parameter ist durch die thermische Konstante des Transformators gegeben. Je größer die Konstante ist, desto langsamer erhöht sich die Transformatortemperatur bei einer Überlast und desto größer kann die Verzögerung der Schutzauslösung sein. Der für Ortsnetztransformatoren normale Wert von K = 0,2 bewirkt eine Auslösung nach 2 s, wenn die Überlast entsprechend der EI-Kennlinie 300% beträgt.
6. Kurzschlussstrom I>>. Bestimmen Sie den Maximalwert des Transformator-Magnetisierungsstroms. Die Stromspitze, die beim Einschalten eines unbelasteten Transformators aufgrund der Kernmagnetisierung entsteht, ist um ein Vielfaches größer als der Nennstrom. Dieser Spitzenwert vom bis zu 12-fachen Wert des Nennstroms (10-facher Wert bei mehr als 1000 kVA) hat einen sehr hohen Oberschwingungsanteil, so dass die 50-Hz-Grundschwingung wesentlich kleiner ist. Ein üblicher Einstellwert für diesen Parameter liegt daher zwischen 7 und 10.
7. Verzögerung der Schnellauslösung T>>. Dieser Wert entspricht der Schutzauslösungszeit im Kurzschlussfall. Er hängt von der Koordination mit anderen Schutzeinrichtungen ab und liegt gewöhnlich zwischen 0,1 und 0,5 s. Bei hohem Kurzschlussstrom lösen die Schmelzsicherungen innerhalb der durch ihre Kennlinie festgelegten Zeit aus.
8. Bestimmen Sie die Stromstärke im Fall eines sekundären dreiphasigen Kurzschlusses. Dieser Fehler muss durch die Schmelzsicherungen abgefangen werden und entspricht dem Maximalwert des Schnittpunktes der Relais- und Sicherungskennlinien. Liegt der Schnittpunkt oberhalb des sekundären Kurzschlusswertes, so müssen die Einstellungen geändert werden, um diese Voraussetzung einzuhalten.

Zum Auswählen der Schutzparameter des **ekorRPTci**-Systems in CGM-CMP-F- und CGM.3-P-Schaltfeldern müssen die obigen Schritte mit Ausnahme des ersten Schrittes abgearbeitet werden. Der zum Schutz des Transformators benötigte Sicherungsnennstrom wird anhand der Sicherungstabelle im Ormazabal-Dokuments IG-034 bzw. IG-136 ermittelt. Bitte beachten Sie, dass in der obigen Tabelle die minimalen Schutzleistungen aufgelistet sind.

Es soll ein Transformator mit folgenden Leistungsdaten in einem CGMCOSMOS-Schaltfeldsystem geschützt werden:

$S = 1250$ kVA, $U_n = 15$ kV und $U_k = 5\%$

Für die richtige Schutzkoordination zwischen den Schmelzsicherungen und dem Schutzrelais ist das folgende Verfahren auszuführen:

- Auswahl der Schmelzsicherung gemäß IG-078. Sicherung 10/24 kV, 125 A
- Nennstrom. In = S/√3 x Un = 1250 kVA/√3 x 15 kV ≅ 48 A
- Zulässige Dauerüberlast 20%. I_n x I> = 48 A x 1,2 ≅ 58 A
- Kennlinientyp: Extrem stromabhängig verzögert (EI)
- Transienter Überlastfaktor. K = 0,2
- Kurzschlussstrom. I_n x I> x I>> = 48 A x 1,2 x 7 ≅ 404 A
- Verzögerung der Schnellauslösung T>> = 0,4 s

Sekundärkurzschluss. I_{cs} = I_n x 100/ U_k = 48 A x 100 / 5 ≅ 960 A

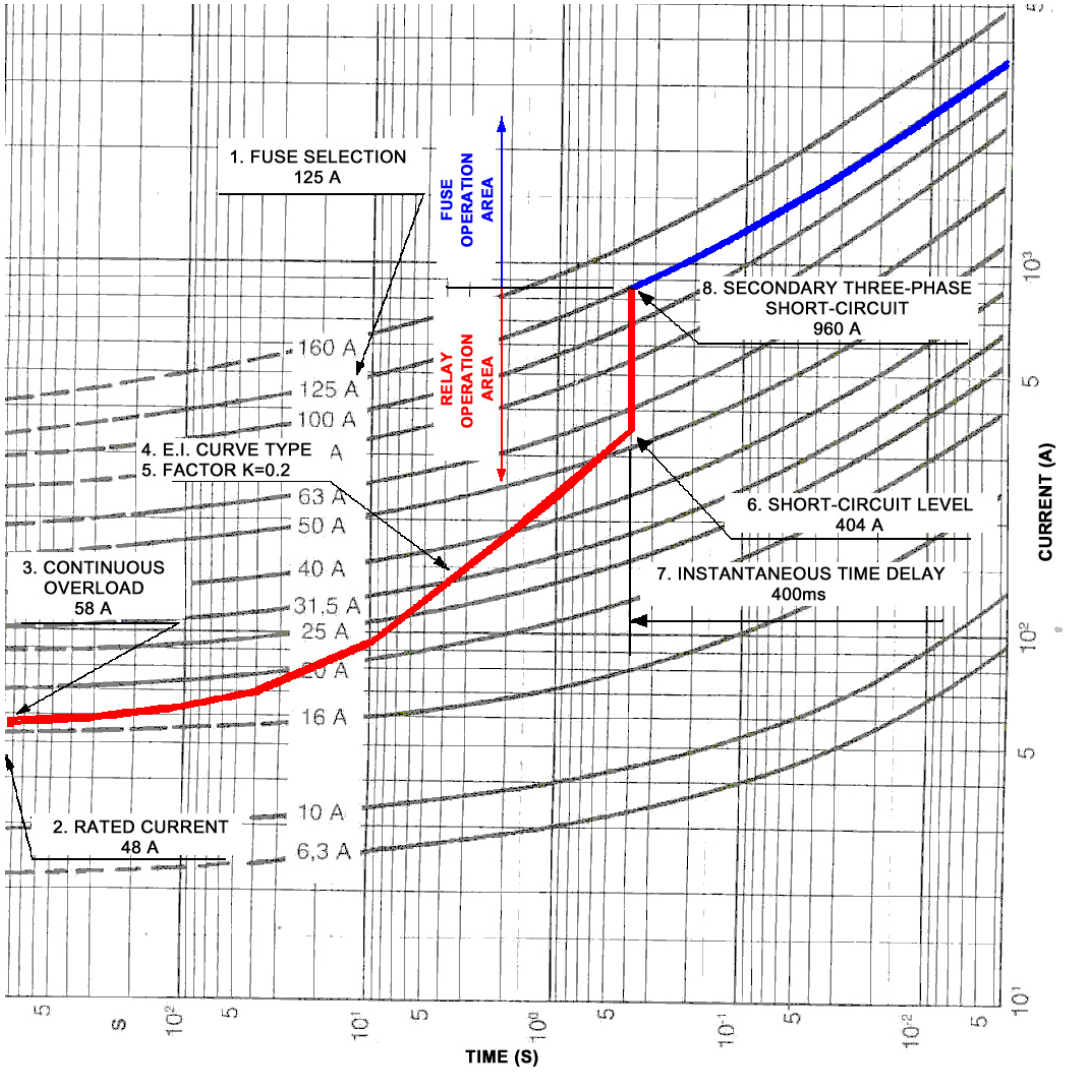


Abbildung 8.1: *Beispiel für eine SIBA-SSK-Sicherung*

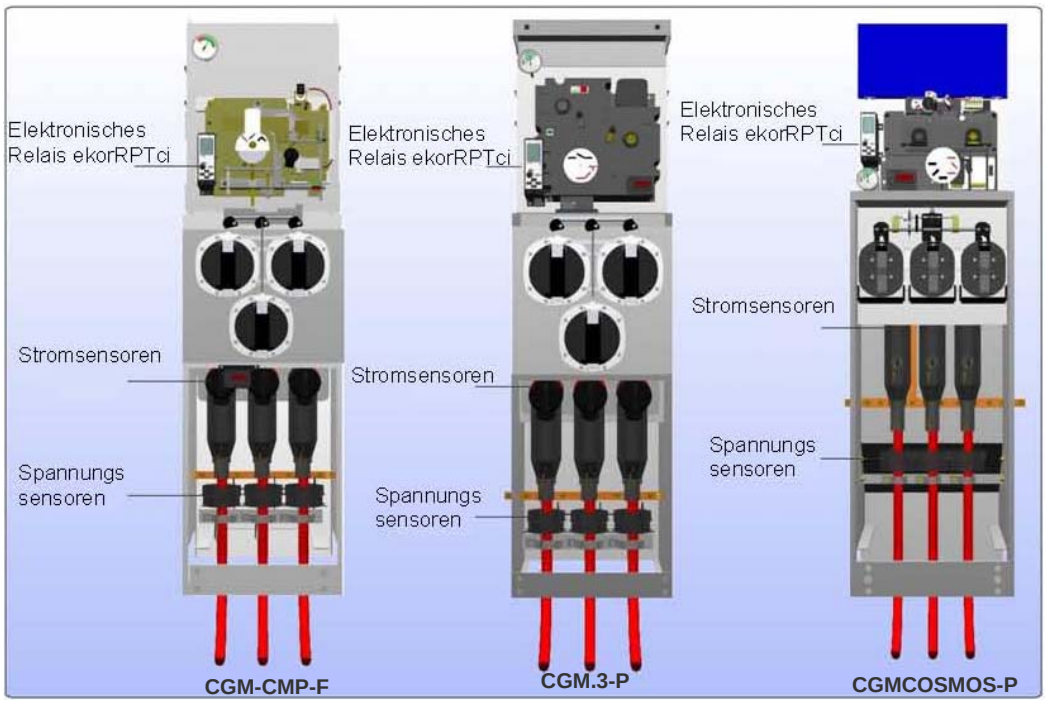
Die Einstellung der Erdfehlerstufe hängt von den Eigenschaften des Netzes ab, in der die Einheit installiert ist. Im Allgemeinen sind die Erdfehlerströme groß genug, um als Überstrom erfasst zu werden. Selbst in Netzen mit isoliertem oder kompensiertem Sternpunkt unterscheidet sich der Fehlerstrom in Transformator-Schutzanlagen klar von den kapazitiven Leitungsströmen. Somit kann das Transformator-Schutzsystem **ekorRPTci** in Netzen mit isoliertem Sternpunkt ohne Richtungsabhängigkeit eingesetzt werden. Die Werte der Einstellparameter müssen die Selektivität zu den übergeordneten Schutzabschaltungen gewährleisten. In Anbetracht der Vielfalt der in den Netzen angewandten Schutzkriterien und verwendeten Sternpunktbehandlungen lässt sich keine allgemeingültige Parametrierung angeben, so dass in jedem Einzelfall eine individuelle Parametrierung erforderlich ist. Für Transformatoren bis 2000 kVA sollen die nachstehend angegebenen Einstellwert als Richtwerte dienen. Dabei muss gewährleistet sein, dass sie ordnungsgemäß auf die vorgelagerten Schutzeinrichtungen (unter anderem auf den allgemeinen Schutz, den Leitungs- oder den Umspannwerksschutz) abgestimmt sind.

Phasen-schutz-einstellung	**Nennstrom**	**Verzögerungs-zeit**	**Schnell-auslösung**	**I>**	**K**	**I>>**	**T>>**
	$I_n=S/\sqrt{3}xU_n$ = 48 A	EI	DT	1.2	0.2	7	0.4
Erdschutz-einstellung	**Sternpunkt-behandlung**	**Verzögerungs-zeit**	**Schnell-auslösung**	**I_o>**	**K_o**	**I_o>>**	**T_o>>**
	Starre oder niederohmige Erdung	NI	DT	0.2	0.2	5	0.4
	Isoliert oder kompensiert	NI	DT	0,1/Ig=2 A(*)	0.2	5	0.4

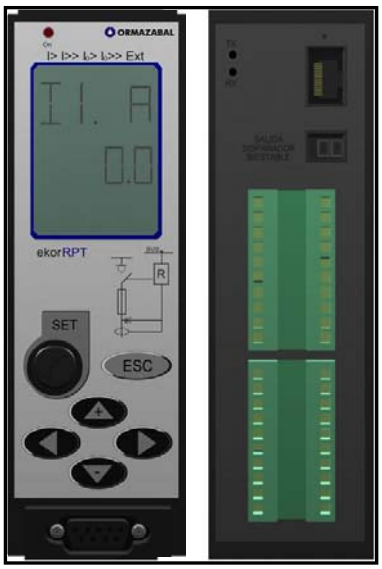
(*) Bei Verwendung eines Erdstrom-Ringkernwandlers.

8.4.4. Schaltfeldinstallation

Integrale Bestandteile des **ekorRPTci**-Systems sind das elektronische Relais, die Spannungs- und Stromsensoren, der bistabile Auslöser, die Auslösespule und die Klemmleiste.

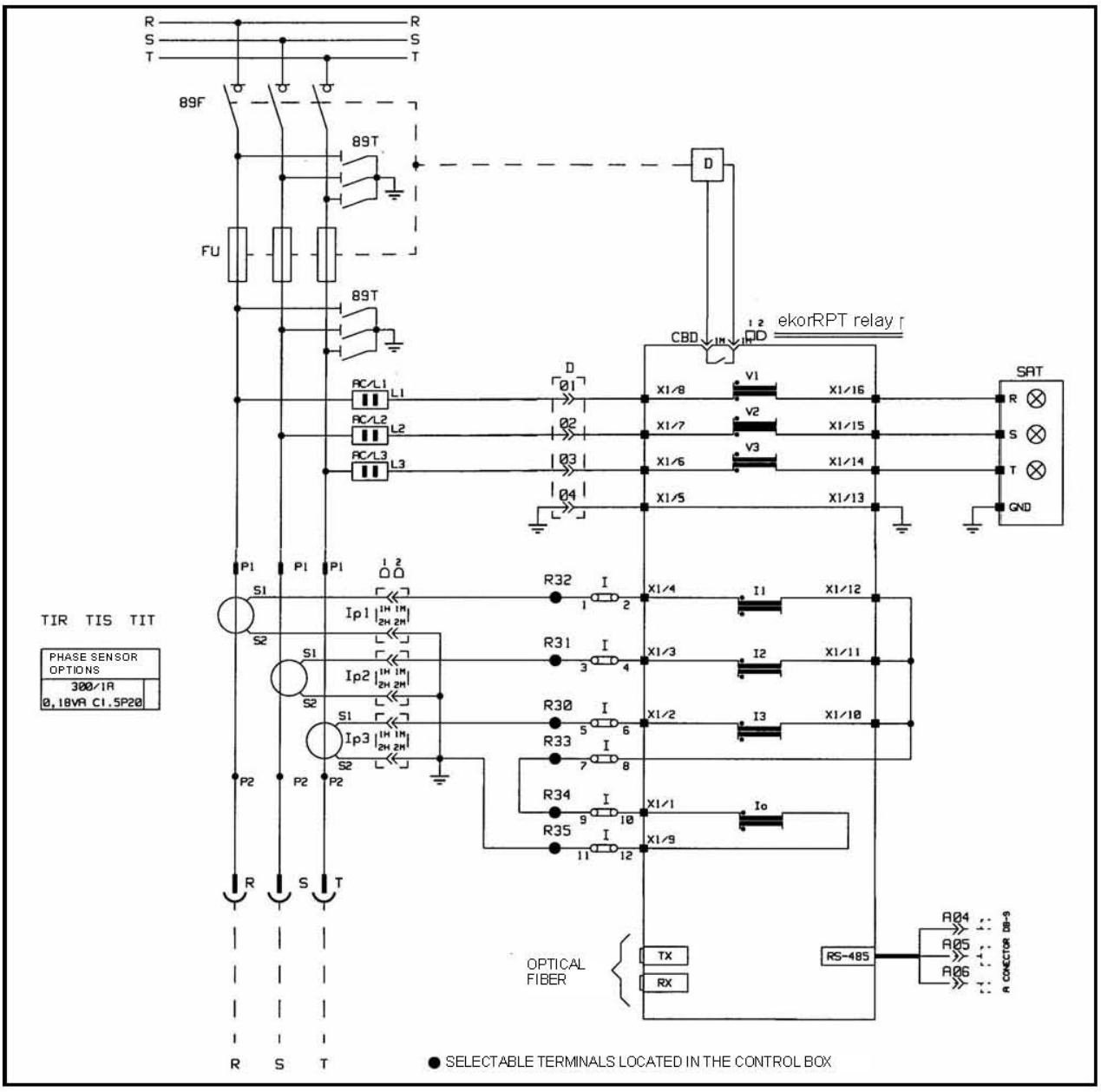


Das elektronische Relais wird mit Ankerschrauben am Schaltantrieb des Schaltfeldes montiert. Die Gerätefront, auf der sich die Benutzerschnittstellenkomponenten wie das Display, die Tasten, die Kommunikationsschnittstellen usw. befinden, ist von außen zugänglich, ohne dass die Schutzverkleidung des Mechanismus abgenommen zu werden braucht. Auf der Rückseite befinden sich sowohl die Steckverbinder X1 und X2 als auch die Verkabelung, über die das System mit den Spannungs- und Stromsensoren und mit der Klemmleiste verbunden ist.



8.4.5. ekorRPTci-Stromlaufplan

Die nachstehende Abbildung zeigt den Stromlaufplan des **ekorRPTci**-Systems.



8.4.6. Einbau der Ringkern-Stromwandler

Der Einbau der Ringkern-Stromwandler erfordert besondere Aufmerksamkeit. Sie sind die häufigste Ursache für plötzliche Fehlauslösungen, und eine fehlerhafte Funktion der Ringkernwandler kann Auslösungen hervorrufen, die bei der Inbetriebnahme nicht bemerkt werden. Folgende Aspekte sind beim Einbau zu berücksichtigen:

- Die Ringkern-Stromwandler werden an den Schaltfeldabgangskabeln montiert. Der Innendurchmesser beträgt 82 mm, so dass Mittelspannungskabel problemlos durch die Wandler geführt werden können.

- **JA:** Der Erdschirm **muss** durch den Ringkern-Stromwandler geführt werden, wenn er aus dem Kabelabschnitt ragt, der oberhalb des Ringkernwandlers verbleibt. In diesem Fall verläuft der geflechtete Schirmdraht durch das Innere des Ringkernwandlers, bevor sie mit der Schaltfelderdung verbunden wird. Der geflechtete Schirmdraht darf vor der Verbindung mit der Schaltfelderde keine metallischen Teile wie z.B. Kabelhalterungen oder andere Kabelraumbereiche berühren.

Der Erdschirm muss durch das Innere der Ringkernwandler verlaufen.

- **NEIN:** Der Erdschirm **darf nicht** durch den Ringkern-Stromwandler geführt werden, wenn er aus dem Kabelabschnitt herauskommt, unterhalb des Ringhern-Stromwandlers. In diesem Fall wird die geflechtete Schirmdraht direkt mit der Erdungssammelschiene des Schaltfeldes verbunden. Wenn kein Schirmdrähte zur Erdschirmung vorhanden sind, da sie (wie in Messfeldern) am anderen Ende angeschlossen sind, braucht diese auch nicht durch den Ringkernwandler geführt zu werden.

8.4.7. Prüfung und Wartung

Das Schutz-, Mess- und Steuersystem **ekorRPTci** ist so konzipiert, dass die erforderlichen Funktionsprüfungen durchgeführt werden können.

- **Primärseitige Überprüfung:** Dieser Fall entspricht den Prüfungen, die bei vollkommen abgeschalteter Anlage durchgeführt werden, da er mit dem Betätigen des Lasttrennschalters und der Erdung der Feldabgangskabel verbunden ist. Wenn ein Strom über die Ringkern-Stromwandler eingespeist wird, müssen Sie sich vergewissern, dass der Schutz den Schalter innerhalb der ausgewählten Zeitspanne öffnet. Außerdem müssen Sie sich davon überzeugen, dass die Auslösungen korrekt angezeigt und alle Ereignisse im Ereignisspeicher gespeichert werden.

Führen Sie für diese Überprüfung folgende Schritte aus:

- Öffnen Sie den Lasttrennschalter des Schaltfeldes, und erden Sie anschließend den Abgang.
- Verschaffen Sie sich Zugang zum Kabelraum, und führen Sie ein Prüfkabel durch die Ringkernwandler.
- Verbinden Sie das Prüfkabel mit dem Sekundärstromkreis des Prüfgeräts.
- Verbinden Sie den Ausgang S1 – Auslösesignal (entsprechend der programmierten Funktion) – mit dem Stop-Eingang des Prüfgeräte-Timers.
- Öffnen Sie den Erdungsschalter, und schließen Sie den Lasttrennschalter. Setzen Sie die Rastvorrichtung zurück, und stellen Sie den Betätigungshebel auf AUS, um das Schaltfeld für die Auslösung vorzubereiten.
- Speisen Sie die Prüfströme ein, und vergewissern Sie sich, dass die Auslösezeiten korrekt sind. Prüfen Sie nach, dass die Auslösungen korrekt angezeigt werden.

Bei Phasenstromauslösungen muss das Prüfkabel durch zwei Ringkernwandler geführt werden. Der Strom muss jeden von ihnen in entgegengesetzter Richtung durchfließen. Das bedeutet: Wenn der Strom durch den ersten von ihnen von oben nach unten fließt, muss er durch den anderen von unten nach oben fließen, damit die Summe der beiden Ströme Null ergibt und keine Erdschutzauslösung auftritt.

Bei Erdschutzauslösungen wird das Prüfkabel durch einen einzelnen Ringkernwandler geführt (Erdstrom- oder Phasen-Ringkernwandler, je nachdem, ob ein Erdstrom-Ringkernwandler zur Verfügung steht oder nicht). Es müssen Auslöseprüfungen für alle Ringkern-Stromwandler durchgeführt werden, um den ordnungsgemäßen Betrieb des Gesamtsystems zu überprüfen.

9. EINSTELL- UND BEDIENUNGSMENÜS

9.1. TASTENFELD UND ALPHANUMERISCHES DISPLAY

Wie die Abbildung zeigt, verfügen die Schutz-, Mess- und Steuersysteme **ekorRPci** über insgesamt sechs Tasten:

SET: Diese Taste erlaubt den Zugriff auf den Modus „Parametereinstellungen“. Außerdem dient sie innerhalb der verschiedenen Menüs im Modus „Parametereinstellungen“ zum Quittieren. Diese Funktion wird in diesem Abschnitt noch eingehender erläutert.

ESC: Mit dieser Taste gelangt der Benutzer von jedem anderen Bildschirm aus zurück zum Hauptbildschirm („Anzeige“), ohne dass die bis dahin vorgenommenen Einstellungsänderungen gespeichert werden. Mit dieser Taste lassen sich die Auslösungsanzeigen des Systems zurücksetzen.

Richtungstasten: Die Tasten „Pfeil aufwärts“ und „Pfeil abwärts“ ermöglichen das Navigieren in den verschiedenen Menüs und das Ändern von Werten. Die Tasten „Pfeil nach rechts“ und „Pfeil nach links“ erlauben das Auswählen von zu ändernden Werten im Menü „Parametereinstellungen“, wie im Folgenden noch näher erläutert wird.

Außer dem Tastenfeld verfügt das Relais über ein alphanumerisches Display, das die Bedienung erleichtert. Um Energie zu sparen, verfügt das Relais über einen Standby-Modus (Display ausgeschaltet), der immer dann aktiviert wird, wenn das Relais eine Minute lang kein externes Signal empfängt (Drücken einer Taste außer der SET-Taste oder RS-232-Kommunikation); ändert der Benutzer gerade die Parameter im Modus „Parametereinstellungen“, so erfolgt der Übergang zum Standby-Modus nach zwei Minuten. Entsprechend bewirkt der Empfang eines externen Signals (Drücken der ESC- bzw. der Pfeiltasten oder RS-232-Kommunikation), dass das Relais den Standby-Modus verlässt und in den aktiven Zustand zurückkehrt, sofern es mit Betriebsspannung versorgt wird.

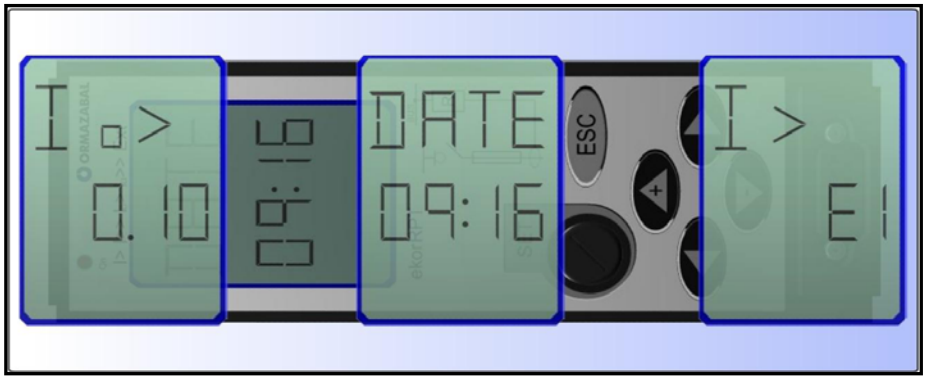
9.2. DISPLAY

Der „Display“-Modus ist der Normalmodus, wenn das Relais in Betrieb ist. Seine Hauptfunktion besteht darin, dem Benutzer verschiedene Systemparameter anzuzeigen, die in fünf Gruppen eingeteilt werden können:

- Strommessung
- Erkennung der anliegenden bzw. fehlenden Spannung
- Anzeige der Einstellwerte
- Werte der letzten und vorletzten Auslösung
- Aktuelles Datum und aktuelle Uhrzeit

Der „Display“-Modus erscheint standardmäßig, wenn das Relais eingeschaltet wird, wenn es aus dem Standby-Zustand zurückkehrt oder wenn in einem beliebigen Bildschirm die ESC-Taste gedrückt wird. In dieser Betriebsart sind die Tasten „Pfeil aufwärts“ und „Pfeil abwärts“ aktiv, so dass der Benutzer durch die verschiedenen Parameter im „Display“-Modus navigieren kann. Die SET-Taste erlaubt den Zugriff auf den Modus „Parametereinstellungen“.

Die folgende Abbildung zeigt einige Beispiele für Bildschirme im „Display“-Modus der **ekorRPci**-Systeme.



Die Anzeigen im Relaisdisplay bestehen aus zwei Datenzeilen. Die erste zeigt den Parameter für den jeweiligen Bildschirm an, während in der zweiten der Wert dieses Parameters erscheint.

Außerdem können in diesem Displaybildschirm und in den beiden Datenzeilen Fehlercodes (siehe Abschnitt 9.5, „Fehlercodes“) sowie der Status des AWE-Zyklus (siehe Abschnitt 9.6, „AWE-Codes“) angezeigt werden. Diese Anzeigen erscheinen zusammen mit den anderen Informationen.

Die folgende Tabelle gibt die Abfolge der Parameter im „Display“-Modus an. Sie enthält den Text, der in der ersten Displayzeile erscheint, sowie eine Erläuterung des zugehörigen Parameters.

Parameter	Bedeutung
I1. A	Strommessung, Phase 1
I2. A	Strommessung, Phase 2
I3. A	Strommessung, Phase 3
I_0. A	Strommessung, Erdstrom (Summenstrom)
V1	Spannungsdetektion, Phase 1 (EIN/AUS)
V2	Spannungsdetektion, Phase 2 (EIN/AUS)
V3	Spannungsdetektion, Phase 3 (EIN/AUS)
I>	Kennlinientyp, Phase (NI, VI, EI, DT deaktiviert)
I_0>	Kennlinientyp, Erdsystem (NI, VI, EI, DT deaktiviert)
I>>	Schnellauslösestufe Phase aktiviert/deaktiviert
I_0>>	Schnellauslösestufe Erdsystem aktiviert/deaktiviert
I_n. A	Phasenstrom bei Volllast
I>	Überlastfaktor Phase
K	Konstanter Faktor, Phase
I>>	Multiplikator Phasenschnellauslösung
T>>	Verzögerungszeit Phasenschnellauslösung
I_0>	Erdfehler-Faktor
K_0	Konstanter Faktor, Erdsystem
I_0>>	Multiplikator Schnellauslösung, Erdsystem
T_0>>	Verzögerungszeit Schnellauslösung, Erdsystem
U_r	Netzspannung
T_u	Verzögerungszeit für die Spannungsdetektion
79_h*	Aktivierung/Deaktivierung der AWE-Funktion
T1R*	Erste Wiedereinschalt-Verzögerungszeit
T2R*	Zweite Wiedereinschalt-Verzögerungszeit
T3R*	Dritte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit
T4R*	Vierte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit
Tb*	Blockierzeit
Tbm*	Manuelle Blockierzeit
R50*	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 50
R51*	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 51
R50N*	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 50N
R51N*	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 51N
H2. A	Strom bei der letzten Auslösung
H2	Grund für die letzte Auslösung
H2.TM	Zeitspanne vom Start bis zur Auslösung, letzte Auslösung
H2.DT	Datum der letzten Auslösung
H2.YE	Jahr der letzten Auslösung
H2.HR	Stunde und Minute der letzten Auslösung
H2.SE	Sekunde der vorletzten Auslösung
H1. A	Strom bei der vorletzten Auslösung
H1.	Grund der letzten Auslösung
H1.TM	Zeitspanne vom Start bis zur Auslösung, vorletzte Auslösung
H1.DT	Datum der vorletzten Auslösung
H1.YE	Jahr der vorletzten Auslösung
H1.HR	Stunde und Minute der vorletzten Auslösung
H1.SE	Sekunde der vorletzten Auslösung
DATE	Aktuelles Datum
YEAR	Aktuelles Jahr
HOUR	Aktuelle Uhrzeit
SEC	Aktuelle Sekunde

(*) nur bei ekorRPGci

9.3. PARAMETEREINSTELLUNGEN

In das Menü „Parametereinstellungen“ gelangt man von jedem Bildschirm im „Display“-Menü durch Drücken der SET-Taste. Der Schutz bleibt unter Beibehaltung der Anfangsparameter betriebsbereit, bis der Benutzer durch erneutes Drücken der SET-Taste zum „Display“-Menü zurückkehrt.

Zur Sicherheit ist das Menü „Parametereinstellungen“ durch ein Passwort geschützt, das der Benutzer vor jedem Zugriff auf dieses Menü eingeben muss. Bei allen **ekorRPci**-Systemen lautet die Passwort-Voreinstellung „0000“. Dieses Passwort kann vom Benutzer wie unten beschrieben geändert werden.

Dieses Menü dient dem Benutzer zum Ändern verschiedener Relaisparameter. Diese Parameter lassen sich wie folgt einteilen:

- Parameter für die Schutz- und Detektionsfunktionen
- Menü Eingänge
- Menü Ausgänge
- Datum und Uhrzeit
- Kommunikationsparameter
- Informationen zur Zahl der Auslösungen
- Passwortänderung

Wenn sich das Relais im Menü „Parametereinstellungen“ befindet, erscheint im unteren mittleren Bereich des Relaisbildschirms die Meldung <<SET>> (siehe Zeichnung), was dem Benutzer eine schnelle Identifikation des Menüs erlaubt.

9.3.1. Schutzparameter

Die **ekorRPci**-Systeme ermöglichen sowohl ein manuelles als auch ein automatisches Auswählen von Parametereinstellungen.

Bei der manuellen Auswahl können die Schutzparameter einzeln eingegeben werden.

Im Gegensatz dazu ermöglicht das automatische Verfahren dem Benutzer ein einfacheres und schnelleres Eingeben von Parametern. Bei diesem Verfahren gibt der Benutzer nur zwei Informationen ein, nämlich die Transformatorleistung der Anlage (P_t) und die Netzspannung (T_r). Anhand dieser beiden Angaben stellt das Relais die Parameter folgendermaßen ein:

$$I_n = P_t / (T_r \times \sqrt{3})$$

Die gewählte Volllast-Stromstärke ergibt sich durch Aufrunden dieses Wertes.

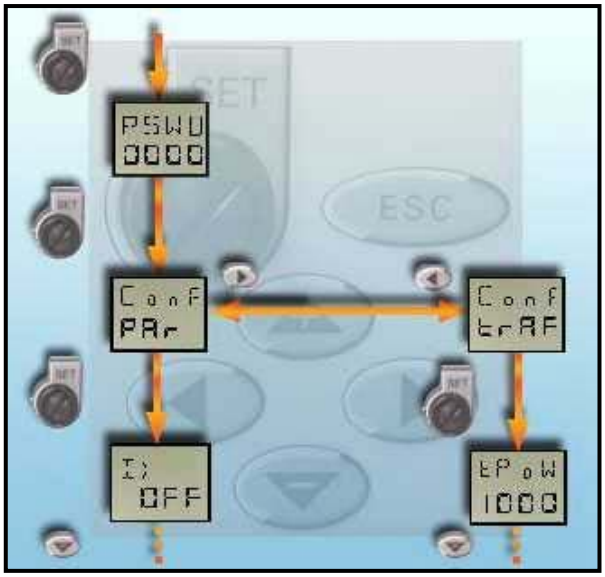
Die übrigen Einstellungen sind fest eingestellt (siehe folgende Tabelle); der Benutzer kann jedoch alle im Programm gewählten Werte im manuellen Modus ändern.

Phasenschutz		Erdschutz	
Einstellung	**Voreinstellung**	**Einstellung**	**Voreinstellung**
Überlastfaktor	120 %	Erdfehler-Faktor	20 %
Kennlinientyp	EI	Kennlinientyp	NI
Konstanter Faktor	0.2	Konstanter Faktor	0.2
Kurzschlussfaktor	10(*)	Kurzschlussfaktor	5
Auslösezeit	0.1(*)	Auslösezeit	0.1(*)
Auslösung freigegeben	DT	Auslösung freigegeben	DT

(*) Beim Schutz über das System ekorRPT-10x1/20x1/30x1B mit Ringkernwandler des Bereichs 5-100 A beträgt der Kurzschlussfaktor 7 und die Schnellauslösungs-Auslösezeit 0,4.

9.3.2. Das Menü „Parametereinstellungen“

Beim Aufrufen des Menüs „Parametereinstellungen“ über die SET-Taste verlangt das Relais die Eingabe eines Passwortes. Wurde dieses als korrekt erkannt, so ist der Zugang zum Parameter-Eingabebereich freigegeben. Nun muss entweder die manuelle Konfiguration (CONF PAR) oder die automatische Konfiguration (CONF TRAF) ausgewählt werden. Die Umschaltung zwischen beiden erfolgt mit den Tasten „Pfeil rechts“ und „Pfeil links“. Durch Drücken der SET-Taste wird die gewählte Option ausgewählt. Die Übersicht rechts veranschaulicht diesen Vorgang.

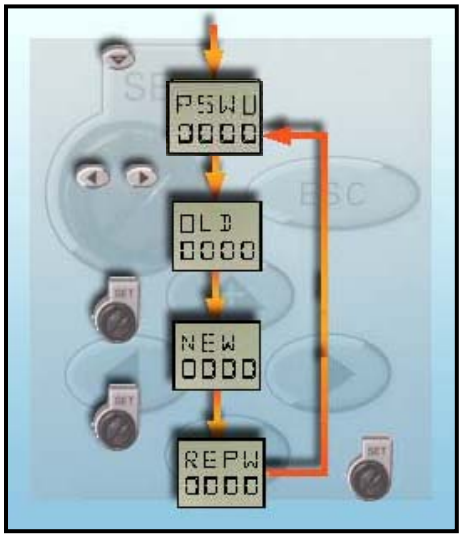


Innerhalb eines der beiden Einstellungs-Eingabebereiche kann der Benutzer wie im „Display“-Modus mit den Tasten „Pfeil aufwärts“ und „Pfeil abwärts“ von einem Parameter zu einem anderen wechseln. Das Drücken der ESC- oder SET-Taste bewirkt das Verlassen dieses Menüs und das Aufrufen des „Display“-Menüs. Beim Drücken der ESC-Taste werden alle vorgenommenen Einstellungen verworfen, während beim Drücken der SET-Taste alle Daten vor dem Fortfahren gespeichert werden.

Gehen Sie wie folgt vor, um eine Einstellung zu ändern:

1. Rufen Sie die zu ändernde Einstellung im Bildschirm auf.
2. Drücken Sie dazu die Taste „Pfeil nach links“ bzw. „Pfeil nach rechts“. Der Parameter beginnt zu blinken.
3. Stellen Sie den gewünschten Wert mit den Tasten „Pfeil aufwärts“ bzw. „Pfeil abwärts“ ein. Handelt es sich um eine numerische Einstellung, so kann die blinkende Ziffer mit den Tasten „Pfeil nach links“ bzw. „Pfeil nach rechts“ geändert werden.
4. Um das Einstellmenü zu verlassen, drücken Sie entweder SET (Änderungen speichern) oder ESC (Änderungen verwerfen).

Zum Ändern des Passwortes muss zuerst das aktuelle Passwort eingegeben werden. Die Übersicht rechts veranschaulicht diesen Vorgang. Wie diese Übersicht zeigt, erfolgt das Ändern des Passwortes in vier Schritten.



Die beiden folgenden Tabellen zeigen die Schutzparameter im Menü „Parametereinstellungen“ zusammen mit ihrer jeweiligen Erklärung und ihren möglichen Werten. Die zugehörige Information wird für die beiden Einstellverfahren (manuell oder automatisch) angegeben.

Menü „Manuelle Einstellung“

Parameter	Bedeutung	Bereich
I>	Kennlinientyp Phase / Deaktivieren der Schutzeinheit	OFF, NI, VI, EI, DT
I_0>	Kennlinientyp Erdsystem / Deaktivieren der Schutzeinheit	OFF, NI, VI, EI, DT
I>>	Freigabe Schnellauslösestufe Phase	OFF, DT
I_0>>	Freigabe Schnellauslösestufe Erde	OFF, DT
I_n. A	Phasenstrom bei Volllast	Gerätetypen x001: 5 A – 192 A (in Schritten von 1 A) Gerätetypen x002: 15 A - 480 A (in Schritten von 1 A)
I>	Überlastfaktor Phase	1,00 – 1,30
K	Konstanter Faktor, Phase	0,05 – 1,6
I>>	Multiplikator Phasenschnellauslösung	1 – 25
T>>	Verzögerungszeit Phasenschnellauslösung	0,05 – 2,5
I_0> (*)	Erdfehler-Faktor	0,1 – 0,8
K_0	Konstanter Faktor, Erdsystem	0.05 – 1.6
I_0>>	Multiplikator Schnellauslösung, Erdsystem	1 – 25
T_0>>	Verzögerungszeit Schnellauslösung, Erdsystem	0,05 – 2,5
U_r	Netzspannung (kV)	3 – 36
T_u	Verzögerungszeit für die Spannungsdetektion	0,05 – 2,5
79_h**	Aktivierung/Deaktivierung der AWE-Funktion	EIN/AUS
T1R**	Erste Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	0,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
T2R**	Zweite Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	0,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
T3R**	Dritte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	0,0 und von 60,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
T4R**	Vierte Wiedereinschalt-Verzögerungszeit	0,0 und von 180,0 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Tb**	Blockierzeit	0,1 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
Tbm**	Manuelle Blockierzeit	0,1 bis 999,9 s (in Schritten von 0,1)
R50**	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 50	EIN/AUS
R51**	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 51	EIN/AUS
R50N**	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 50N	EIN/AUS
R51N**	Wiedereinschaltung durch Systemauslösung 51N	EIN/AUS
DATE	Aktuelles Datum ändern (Tag und Monat)	1 - 31 / 1 - 12
YEAR	Aktuelles Jahr ändern	2000 – 2059
HOUR	Aktuelle Uhrzeit ändern	00:00 - 23:59
SEC.	Aktuelle Sekunde ändern	0 - 59
NPER	Peripheriegerätenummer	0 – 31
PROT	Protokollnummer	0000[2] MODBUS 0002 PROCOME
BAUD	Übertragungsgeschwindigkeit (kbps)	1,2; 2,4; 4,8; 9,6; 19,2; 38,4
PARI	Parität	Keine, gerade, ungerade
LEN	Wortlänge	7; 8
STOP	Stoppbits	1; 2
DT.AD	Tag und Monat der zuletzt vorgenommenen Einstellung	Änderung nicht möglich
YE.AD	Jahr der zuletzt vorgenommenen Einstellung	Änderung nicht möglich
HR.AD	Uhrzeit der zuletzt vorgenommenen Einstellung	Änderung nicht möglich
SE.AD	Sekunde der zuletzt vorgenommenen Einstellung	Änderung nicht möglich
NTP	Anzahl der Phasenschutzauslösungen	Änderung nicht möglich
NTG	Anzahl der Erdschutzauslösungen	Änderung nicht möglich
V.	Firmware-Version	Änderung nicht möglich
PSWV	Passwortänderung	0000 - 9999
Eingänge	Eingänge	EIN/AUS
SAL	Ausgänge	EIN/AUS

(*) Im Fall eines Erdstrom- Ringkernwandlers beträgt der Bereich 0,5 A – I_n; der Parameter ist Ig.
(**) nur bei ekorRPGci

[2] ekorSOFT-Kommunikationsprotokoll

Das Menü „Automatische Einstellung“

Parameter	Bedeutung	Bereich
tP $_0$W	Transformatorleistung (kVA)	50; 100; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000
TVOL	Netzspannung (kV)	6,6; 10; 12; 13,2; 15; 20; 25; 30

Im Automatikbetrieb und nach Einstellen der Parameter „Transformatorleistung“ und „Netzspannung“ zeigt das Relais die Parameter-Anzeigereihenfolge der obigen Tabelle an (entsprechend der manuellen Parametereinstellung), beginnend mit dem Parameter U_r.

Die Bildschirme „Eingänge-Menü" und „Ausgänge-Menü” sind vom Bildschirm „Parametereinstellungen“ aus aufrufbar. Um dies vom Eingabebildschirm des Menüs „Parametereinstellungen“ aus zu tun, gehen Sie in das „Eingänge-Menü", indem Sie die Taste „Pfeil links“ bzw. „Pfeil rechts“ drücken. Das „Eingänge-Menü" enthält den Status der Eingänge 1 bis 5 und 1 bis 10[3] (abhängig vom Gerätetyp) in aufeinander folgenden Bildschirmen, die durch Navigieren mit den Tasten „Pfeil aufwärts“ bzw. „Pfeil abwärts“ aufgerufen werden können.

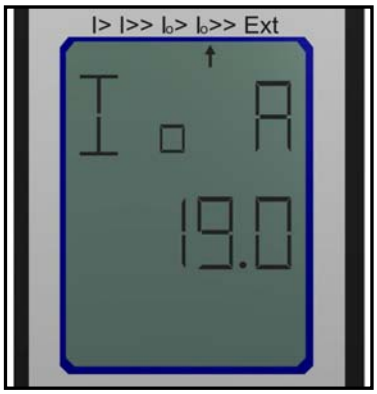
Das „Ausgänge-Menü" ist ebenfalls vom Ausgangsbildschirm im Bildschirm „Parametereinstellungen“ (mit ‚SAL ONOF’ bezeichnet) aus durch Drücken der Taste „Pfeil links“ bzw. „Pfeil rechts“ aufrufbar. Innerhalb dieses Menüs kann mit den Tasten „Pfeil aufwärts“ bzw. „Pfeil abwärts“ durch die verschiedenen Bildschirme navigiert werden, in denen der Status der einzelnen Ausgänge angezeigt wird. Der Ausgangsstatus kann mit den Tasten „Pfeil links“ bzw. „Pfeil rechts“ geändert werden. Daraufhin wird der Ausgangsstatus geändert, sobald ein Impuls empfangen wird.

Um das „Eingänge-Menü" oder „Ausgänge-Menü" zu verlassen, drücken Sie die ESC-Taste des Relais.

[3] Bei ekorRPTci von 1 bis 8

9.4. AUSLÖSUNG QUITTIEREN

Bei einer Auslösung wechselt das Relais sofort in das Menü „Auslösung quittieren“. Dieses Menü ist leicht zu erkennen, da im oberen Displaybereich gleich unter dem Namen der Funktion, welche die Auslösung verursacht hat, ein blinkender Pfeil erscheint. Die **ekorRPci**-Systeme signalisieren mit dem oberen Pfeil vier mögliche Auslösungsursachen.



- Verzögerte Phasenschutzauslösung **I>**
- Phasenschnellauslösung **I>>**
- Verzögerte Erdfehlerschutzauslösung **I_0>**
- Erdkurzschluss-Schnellauslösung **I_0>>**

Das Menü „Auslösung quittieren“ kann durch Drücken der ESC-Taste von jedem Menübildschirm aus verlassen werden. Das Relais erkennt, dass der Benutzer die Auslösung quittiert hat, und kehrt zum ersten Bildschirm des „Display“-Menüs zurück. Die Daten zur Auslösung bleiben für den Benutzer so lange im „Display“-Menü verfügbar, bis zwei neue Auslösungen stattgefunden haben.

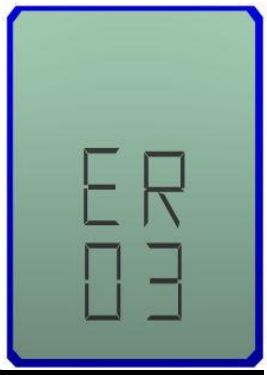
Das Menü „Auslösung quittieren“ liefert in seinen verschiedenen Bildschirmen zwei Informationstypen. Im Startbildschirm wird abhängig von der auslösenden Stufe der zum Auslösezeitpunkt erkannte Phasen- bzw. Erdstrom dargestellt. Die nachfolgenden Bildschirme „Auslösung quittieren“ zeigen Datum und Uhrzeit der Auslösung zusammen mit der vom Anziehen des Relais bis zur Auslösung vergangenen Zeit an.

Die folgende Tabelle zeigt, in welcher Reihenfolge die Daten erscheinen. Wie in den übrigen Menüs kann mit den Tasten „Pfeil aufwärts“ bzw. „Pfeil abwärts“ zwischen den verschiedenen Daten navigiert werden.

Parameter	Bedeutung
I_x A	Strom zum Zeitpunkt der Schutzauslösung
I_x TM	Zeit vom Anziehen des Relais bis zur Auslösung
I_x DT	Tag und Monat der Auslösung
I_x YE	Jahr der Auslösung
I_x HR	Stunde der Auslösung
I_x SE	Sekunde der Auslösung

Der Index x hängt vom Auslösegrund ab: ‘1’, ‘2’, ‘3’ oder ‘0’ für Phase 1, Phase 2, Phase 3 bzw. Erdsystem.

9.5. FEHLERCODES



Die **ekorRPci**-Systemeverfügen über eine Reihe von Fehlercodes, die den Benutzer vor den verschiedenen Störungen warnen, die im System auftreten können.

Die verschiedenen Fehlercodes sind durch Nummern der im Bild rechts gezeigten Art gekennzeichnet. Folgende Fehlercodes können von den **ekorRPci**-Systemen angezeigt werden:

Im Display angezeigter Code	Bedeutung
ER 03	Schalterfehler (Fehler beim Öffnen oder Schließen)
ER 04	Schließspulenfehler in geschlossener Position
ER 05	Schließspulenfehler in geöffneter Position
ER 06	Öffnungsspulenfehler
ER 07	Alarm des LS-Schalters
ER 08	Alarm „Federn nicht gespannt“
ER 09	Status der ausgeschalteten Schutzeinrichtungen (auch mit I>, I_o>, I>>, I_o>> EIN)
ER 0A	Pumpaktivierung

Umschaltung zwischen Fehlercode und Messwert

9.6. AWE-CODES

Zusammen mit den Parametern zur Auslösungserkennung zeigt das System eine Reihe von Codes an, die angeben, in welchem Zyklus sich die AWE-Funktion befindet.

Im Display angezeigter Code	Bedeutung
RE 01	Erster Wiedereinschaltzyklus läuft
RE 02	Zweiter Wiedereinschaltzyklus läuft
RE 03	Dritter Wiedereinschaltzyklus läuft
RE 04	Vierter Wiedereinschaltzyklus läuft
RE FIN	Wiedereinschaltzyklus beendet, endgültige Auslösung

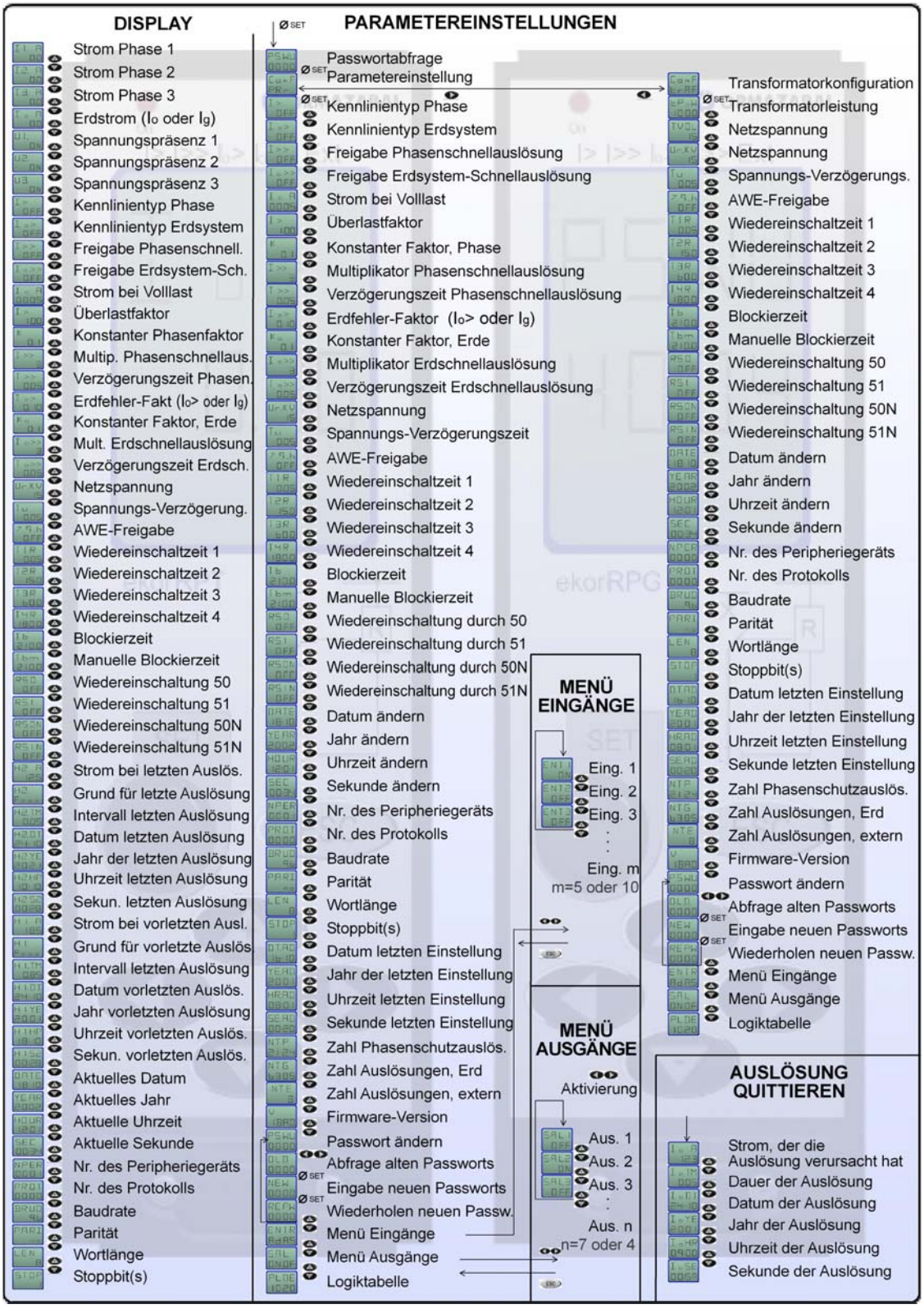
Umschaltung zwischen AWE-Code und Bildschirm „Auslösung quittieren“

Unter den nachstehenden Bedingungen werden die AWE-Codes aus dem Bildschirm gelöscht, und nur der Bildschirm „Auslösung quittieren“ bleibt bestehen:

- Manuelle Bedienvorgänge am System: Manuelles Schließen/Öffnen bzw. Aktivieren/Deaktivieren der AWE’s.
- Wenn vor dem Wiedereinschaltzyklus oder während dieses Zyklus Fehler auftreten, so hat die Fehlerinformation auf dem Bildschirm Vorrang vor der Wiedereinschalt-Information, die in derselben Displayzeile erscheinen sollte.
- Die Blockierungs-Verzögerungszeit wird überschritten, während der Wiedereinschaltzyklus läuft, ohne dass die endgültige Auslösung erreicht wird.

9.7. MENÜPLAN (SCHNELLZUGRIFF)

Der Menüplan ist eine zusammenfassende Tabelle, die alle Untermenüs der **ekorRPci**-Systeme zusammen mit einer kurzen Erklärung zeigt.



10. KOMMUNIKATION

10.1. PHYSIKALISCHES MEDIUM: RS-485- UND LWL-KABEL

Als physikalisches Medium für die Fernsteuer-Datenübertragung kann bei **ekorRPci**-Systemen ein Twisted-Pair- oder ein LWL-Kabel verwendet werden (abhängig vom Gerätetyp).

Bei einer Kommunikation per LWL kommt ein Multimode-Kunststofflichtleiter zur Anwendung. Das Relais verfügt über zwei LWL-Steckverbinder (je einen zum Senden und zum Empfangen).

10.2. MODBUS-PROTOKOLL

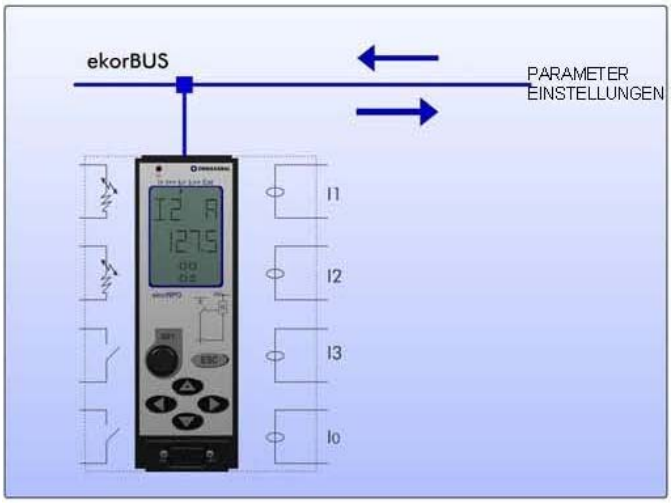
Die beiden Kommunikationsschnittstellen des Relais verwenden das gleiche Protokoll, nämlich MODBUS im (binären) Übertragungsmodus RTU. Sein Hauptvorteil gegenüber dem ASCII-Modus ist seine höhere Informationsdichte, die einen höheren Datendurchsatz bei gleicher Kommunikationsgeschwindigkeit erlaubt. Jede Meldung muss als kontinuierliche Zeichenkette übertragen werden, da die Pause genutzt wird, um das Ende der Meldung zu erkennen. Die minimale Dauer der Pause (SILENCE) beträgt 3,5 Zeichen.

Rahmen einer RTU-Meldung

Anfang	Addresse	Funktion	Daten	CRC	Ende
Silence	8 BITS	8 BITS	n x 8 BITS	16 BITS	Pause

Die MODBUS-ADRESSE des Relais (auch Peripheriegerätenummer genannt) ist ein Byte mit Werten zwischen 0 und 31.

Der Master adressiert den Slave durch Angabe seiner Adresse im entsprechenden Feld, und der Slave antwortet durch Angabe seiner eigenen Adresse. Die Adresse „0“ ist für den „Broadcast“-Modus reserviert und deshalb für alle Slaves erkennbar.



10.2.1. Lese- und Schreibfunktionen

Im Prinzip sind nur zwei Funktionen implementiert, eine zum Schreiben und eine zum Lesen von Daten.

Daten lesen

Abfrage:

Anfang	Adresse	Funktion	Daten				CRC	Ende
Pause	SLAD	'3'	ADDR-H	ADDR-L	NDATA-H	NDATA-L	16 BITS	Pause

Antwort:

Anfang	Adresse	Funktion	Anzahl Bytes	Daten			CRC	Ende
Pause	SLAD	'3'	N	DATA1-H	DATA1-L	.....	16 BITS	Pause

Legende:

SLAD	Slave-Adresse
ADDR-H	Höchstes Byte der Adresse des ersten zu lesenden Registers
ADDR-L	Niedrigstes Byte der Adresse des ersten zu lesenden Registers
NDATA-H	Höchstes Byte der Anzahl der zu lesenden Register
NDATA-L	Niedrigstes Byte der Anzahl der zu lesenden Register
DATA1-H	Höchstes Byte des ersten angeforderten Registers
DATA1-L	Niedrigstes Byte des ersten angeforderten Registers
N	Gesamtzahl der Datenbytes; diese ist gleich der Zahl der angeforderten Register, multipliziert mit 2.

Daten schreiben

Erlaubt das Beschreiben eines einzelnen Registers an der angegebenen Adresse.

Abfrage:

Anfang	Adresse	Funktion	Daten				CRC	Ende
Pause	SLAD	'6'	ADDR-H	ADDR-L	DATA-H	DATA-L	16 BITS	Pause

Antwort:
Die normale Antwort ist ein Echo der erhaltenen Abfrage.

Legende:

SLAD	Slave-Adresse
ADDR-H	Höchstes Byte der Adresse des zu schreibenden Registers
ADDR-L	Niedrigstes Byte der Adresse des zu schreibenden Registers
DATA-H	Höchstes Byte der zu schreibenden Daten
DATA-L	Niedrigstes Byte der zu schreibenden Daten

Antwort im Fehlerfall

Anfang	Adresse	Funktion	Fehlercode	CRC	Ende
Pause	SLAD	FUNC_ERR	CODE_ERROR	16 BITS	Pause

Legende:

SLAD		Slave-Adresse
FUNC_ERR		Code der angeforderten Funktion mit dem höchstwertigen Bit im Zustand 1
CODE_ERROR		Code des aufgetretenen Fehlers
	'1'	Fehlerhafte Registerzahl
	'2'	Falsche Adresse
	'3'	Fehlerhafte Daten
	'4'	Versuch des Lesens einer nur für den Schreibzugriff vorgesehenen Adresse
	'5'	Übertragungsfehler
	'6'	EEPROM-Fehler
	'8'	Versuch des Beschreibens einer nur für den Lesezugriff vorgesehenen Adresse

10.2.2. Beschreiben passwortgeschützter Register

Die Parameter sind gegen Überschreiben durch ein BENUTZERPASSWORT geschützt.

Zu Beginn einer Übertragung passwortgeschützter Parameter muss das PASSWORT an der entsprechenden Adresse eingetragen werden. Die Übertragung endet mit der Aktualisierung der Register, nachdem das entsprechende PASSWORT zurückgesandt wurde. Nach Ablauf eines bestimmten Timeouts wird der Prozess abgebrochen, und das System kehrt in den Normalbetrieb zurück. Im Normalbetrieb wird bei jedem Versuch, in ein geschütztes Register zu schreiben, der Fehlercode ‚2' ausgegeben. Die Übertragung ist nur für einen Port gültig, wobei derjenige Priorität besitzt, der das PASSWORT eingegeben hat.

10.2.3. CRC-Erzeugung

Das Feld CRC (für „Cyclical Redundancy Check") enthält zwei Bytes, die an das Ende der Meldung angefügt werden. Der Empfänger muss den Wert neu berechnen und mit dem empfangenen Wert vergleichen. Beide Werte müssen gleich sein.

Der CRC-Wert ist der Rest, der sich ergibt, wenn die Meldung durch ein binäres Polynom dividiert wird. Der Empfänger muss alle erhaltenen Bits (Information plus CRC) durch dasselbe Polynom dividieren, das zur CRC-Berechnung verwendet wurde. Ergibt der erhaltene Rest 0, so wird der Datenrahmen gültig.

Das verwendete Polynom lautet: $X^{15}+X^{13}+1$

10.2.4. Registertabelle

BENUTZEREINSTELLUNGEN: SCHREIBEN MIT BENUTZERPASSWORTSCHUTZ

Feld		Adresse	Inhalt	
I_n		0x0000	Von 5 bis 192 (abhängig vom Gerätetyp) Von 5 bis 480 (abhängig vom Gerätetyp)	
CURVE_ PHASE–	CURVE_ ZERO-SEQ	0x0001	0:AUS; 1:NI; 2:VI; 3:EI; 4:DT	
PHASE_INST	ZERO-SEQ_INST	0x0002	0:AUS, 1:DT;	
PHASE_INST_OVERLOAD (I>)		0x0003	0:100%; 1:101%; 2:102%,... 30:130%	
K	Ko	0x0005	0:0,05; 1:0,06; ... 20:1,6	
PHASE_INST _OCCUR	ZERO-SEQ_INST_OCCUR	0x0006	0: 1 Mal; 1: 2 Mal; 2: 3 Mal;... 24: 25 Mal	
PHASE_INST _TIME	ZERO-SEQ_INST_TIME	0x0007	0→50 ms, 1→60 ms 2→70 ms, 3→80 ms 4→90 ms, 5 →100 ms, 6→200 ms...2.5 s	
PHASE_TRIP_COUNTER		0x0008	Von 0 bis 9999	
EARTH_TRIP_COUNTER		0x0009	Von 0 bis 9999	
USER_PASSWORD		0x000b	Von 0 bis 9999	
ZERO-SEQ_CURRENT (Io>)		0x000C	Wenn 0-seqt = 0 0:10%;1:11%; ...80%	Wenn 1-seqt = 0 0:05; 1:0,06; 2:0,07; ...I_n
Ur Netzspannung		0x000d	Von 3 bis 36 kV	
Tu Spannungs-Verzögerungszeit		0x000e	0 → 50 ms, 1 → 60 ms, 2 → 70 ms, 3 → 80 ms, 4 → 90 ms, 5 → 100 ms, 6 → 200 ms ... 2,5 s	
NICHT VERWENDET	79_h	0x000f	0: AUS, 1: EIN	
T1R		0x0010	Von 0 bis 9999 Zehntelsekunden	
T2R		0x0011	Von 0 bis 9999 Zehntelsekunden	
T3R		0x0012	Von 0 bis 9999 Zehntelsekunden	
T4R		0x0013	Von 0 bis 9999 Zehntelsekunden	
Tb		0x0014	Von 1 bis 9999 Zehntelsekunden	
Tbm		0x0015	Von 1 bis 9999 Zehntelsekunden	
R50	R51	0x0016	0: AUS, 1: EIN	
R50N	R51N	0x0017	0: AUS, 1: EIN	

VERLAUFSPROTOKOLL, MESSUNGEN, EIN-/AUSGÄNGE, SOFTWAREVERSION: NUR LESEN

Feld			Adresse	Inhalt	
Datum Benutzereinstellung	YEAR		0x0200	RTC-Format	
	MONTH	DAY	0x0201		
	HOUR	MINUTE	0x0202		
	00	SECONDS	0x0203		
	MONTH	DAY	0x0205		
	HOUR	MINUTE	0x0206		
	00	SECONDS	0x0207		
Schutzauslösungs-Verlauf	PENULT_TRIP	LAST_TRIP	0x0208	Bit	Inhalt
				0	Auslösung durch Phase 1: L1, 2: L2, 3: L3
				1	
				2	Auslösung Erdsystem
				3	NICHT VERWENDET
				4	Externe Auslösung
				5	Grund der Phasenschutzauslösung 0: Überlast 1: Kurzschluss
				6	Grund der Erdsystem-Schutzauslösung 0: Überlast 1: Kurzschluss
				7	Doppelte Auslösung
	PHASE_LAST_TRIP_VALUE		0x0209	Strom in 0,01 A	
			0x020a		
	ZERO-SEQ_LAST_TRIP_VALUE		0x020b	Strom in 0,01 A	
			0x020c		
	PHASE_LAST_TRIP_TIME		0x020d	Zeit in 0,01 s	
	ZERO-SEQ_LAST_TRIP_TIME		0x020e	Zeit in 0,01 s	
	YEAR		0x020f	RTC-Format	
	MONTH	DAY	0x0210		
	HOUR	MINUTE	0x0211		
	CSEC	SECONDS	0x0212		
	PHASE_PENULT_TRIP_VALUE		0x0213	Strom in 0,01 A	
			0x0214		
	ZERO-SEQ_PENULT_TRIP_VALUE		0x0215	Strom in 0,01 A	
			0x0216		
	PHASE_PENULT_TRIP_TIME		0x0217	Zeit in 0,01 s	
	ZERO-SEQ_PENULT_TRIP_TIME		0x0218	Zeit in 0,01 s	
	YEAR		0x0219	RTC-Format	
	MONTH	DAY	0x021a		
	HOUR	MINUTE	0x021b		
	CSEC	SECONDS	0x021c		
Strommessung	Phasenstrom L1		0X0708	0,01 A	
			0X0709		
	Phasenstrom L2		0X070A	0,01 A	
			0X070B		
	Phasenstrom L3		0X070C	0,01 A	
			0X070D		
	Erdsystemstrom		0X070E	0,01 A	
			0X070F		
	Software-Version	Funktionalität	0x0226	Von 0 bis 99	Von A bis Z

UHR

Feld		Adresse	Inhalt	
YEAR		0x0300	Von 2000 bis 2059	
MONTH	DAY	0x0301	Von 1 bis 12	Von 1 bis 31
HOUR	MINUTE	0x0302	Von 0 bis 23	Von 0 bis 59
00	SECONDS	0x0303	0	Von 0 bis 59

PASSWORTSCHLÜSSEL: NUR SCHREIBEN

Feld	Adresse	Inhalt
BENUTZER-PASSWORTSCHLÜSSEL	0x0500	Von 0 bis 9999

SPEZIELLE FERNSTEUERFUNKTIONEN (ANWENDUNGSEBENE)

Digitaleingänge (nur lesen)			
Feld	**Adresse**	**Inhalt**	
Digitaleingänge	0x0710	Bit 0	Eingang 1
		Bit 1	Eingang 2
		Bit 2	Eingang 3
		Bit 3	Eingang 4
		Bit 4	Eingang 5
		Bit 5	Eingang 6
		Bit 6	Eingang 7
		Bit 7	Eingang 8
		Bit 8	Eingang 9
		Bit 9	Eingang 10
		Bit 10	Eingang 11
		Bit 11	Eingang 12
		Bit 12	Eingang 13
		Bit 13	Eingang 14
		Bit 14	Eingang 15
		Bit 15	Eingang 16
Digitaleingänge	0x0711	Bit 0	Eingang 17
		Bit 1	Eingang 18
		Bit 2	Eingang 19
		Bit 3	Eingang 20
		Bit 4	Eingang 21
		Bit 5	Eingang 22
		Bit 6	Eingang 23
		Bit 7	Eingang 24
		Bit 8	Eingang 25
		Bit 9	Eingang 26
		Bit 10	Eingang 27
		Bit 11	Eingang 28
		Bit 12	Eingang 29
		Bit 13	Eingang 30
		Bit 14	Eingang 31
		Bit 15	Eingang 32

Digitalausgänge / Steuerleitungen (Schreiben)			
Feld	**Adresse**	**Inhalt**	
Ausgänge	0x0600	Bit 0	Ausgang 1
		Bit 1	Ausgang 2
		Bit 2	Ausgang 3
		Bit 3	Ausgang 4
		Bit 4	Ausgang 5
		Bit 5	Ausgang 6
		Bit 6	Ausgang 7
		Bit 7	Ausgang 8
		Bit 8	Ausgang 9
		Bit 9	Ausgang 10
		Bit 10	Ausgang 11
		Bit 11	Ausgang 12
		Bit 12	Ausgang 13
		Bit 13	Ausgang 14
		Bit 14	Ausgang 15
		Bit 15	Ausgang 16
		Bit 0	Ausgang 17
Ausgänge	0x0601	Bit 1	Ausgang 18
		Bit 2	Ausgang 19
		Bit 3	Ausgang 20
		Bit 4	Ausgang 21
		Bit 5	Ausgang 22
		Bit 6	Ausgang 23
		Bit 7	Ausgang 24
		Bit 8	Ausgang 25
		Bit 9	Ausgang 26
		Bit 10	Ausgang 27
		Bit 11	Ausgang 28
		Bit 12	Ausgang 29
		Bit 13	Ausgang 30
		Bit 14	Ausgang 31
		Bit 15	Ausgang 32

HINWEIS: Die genauen Funktionen der Ein- und Ausgänge (0x0600 und 0x0601) sowie der Ausgänge (0x0710 und 0x0711) hängen von der Anlage ab und können von den Angaben in der obigen Tabelle abweichen. Bitte entnehmen Sie die speziellen Funktionen dieser Ein- und Ausgänge den Schaltplänen.

10.3. PROCOME-PROTOKOLL

Das **ekorRPci**-Relais kann für das Kommunikationsprotokoll PROCOME eingestellt werden, indem der Einstellparameter PROT auf 0002 gesetzt wird. In diesem Fall reagiert nur die rückseitige Kommunikationsschnittstelle (RS485-Standard) auf das PROCOME-Protokoll. Die frontseitige Schnittstelle reagiert weiterhin auf das MODBUS-Protokoll für die lokale Konfiguration über ekorSOFT.

PROCOME ist ein asynchrones serielles Kommunikationsprotokoll, das für die Datenübertragung zwischen elektrischen Anlagen sowie Steuer- und Schutzeinrichtungen gemäß der Norm IEC 870-5 konzipiert wurde.

Die Implementierung von PROCOME in den **ekorRPci**-Systemen erlaubt es, die Startfunktionen (ohne Schlüssel) und Steuerfunktionen auszuführen und die Informationen an den Digitalausgängen (einschließlich ihrer Änderungen) sowie diejenigen zu den Messungen abzurufen. Daneben gestattet PROCOME das Empfangen von Befehlen.

10.3.1. Verbindungsebene (Link Layer)

Die Verbindungsebene folgt den Angaben zum PROCOME-Protokoll. Diese Frames sind nach dem Frame-Standard T1.2 der IEC 870-5-2 aufgebaut; allerdings hat das Geräte-Adressenfeld eine Länge von 8 Bits.

Der Wert 0xFF in den Adressen ist für Broadcast-Übertragungen reserviert.

Die Struktur der Frames von fester Länge (ohne Anwendungsdaten) sieht wie folgt aus:

Offset	Name	Wert	Beschreibung
0	Start	0x10	Kennzeichnung des Anfangs eines Frames von fester Länge
1	Steuerung	0x00-0xFF	Steuerwort
2	Adresse	0x00-0xFF	Adresse des Ziel- bzw. Quellknotens
3	Summe	0x00-0xFF	Summe der Offsets 0 und 1 (Steuerung und Adresse)
4	Ende	0x16	Kennzeichnung des Frame-Endes

Die Frames von variabler Länge (mit Anwendungsdaten) haben folgende Länge:

Offset	Name	Wert	Beschreibung
0	Start1	0x68	Kennzeichnung des Anfangs eines Frames von variabler Länge
0,1	Länge	0x02 - 0xFB	Benutzerdatenlänge (im Little-Endian-Format) von Offset 3 bis zum Offset unmittelbar vor der Addition. Der Inhalt des ersten Bytes wird in das zweite Byte kopiert. Wenn die Länge = 10 Bytes ist, lautet der Wert des Feldes daher 0x0A0A.
2	Start2	0x68	Kennzeichnung des Anfangs der Benutzerdaten
3	Steuerung	0x00-0xFF	Steuerwort
4	Adresse	0x00-0xFF	Adresse des Ziel- bzw. Quellknotens
5 - (Länge + 3)	Daten		Benutzerdaten. Hier werden die ASDUs einbezogen.
(Länge + 4)	Summe	0x00-0xFF	Summe aus den Datenfeldern „Steuerung“, „Adresse“ und „Daten“.
(Länge + 5)	Ende	0x16	Kennzeichnung des Frame-Endes

Ein Übertragungsfenster aus einer Meldung wird als Mechanismus zur Datenflusssteuerung verwendet (mit einem alternierenden Bit, das in den Steuerwert der von der Master-Station per Broadcast versandten Meldungen einbezogen wird). Somit schicken die Slave-Stationen die zuletzt per Broadcast übertragene Meldung an die Master-Station zurück, wenn der Wert dieses Bits (FCB in der Protokoll-Nomenklatur) in der zuletzt vom Master empfangenen Meldung mit dem in der vorletzten Meldung übereinstimmt. Sind die Werte unterschiedlich, so wird die neue Meldung verarbeitet und entsprechend vorgegangen. Ein weiteres Bit des Steuerwortes der von der Master-Station per Broadcast übertragenen Meldung (FCV in der Protokoll-Nomenklatur) dient dazu, den Mechanismus aktiv zu halten.

In den Steuerwörtern der (sowohl vom Master als auch vom Slave per Broadcast übertragenen) Meldungen sind die vier Bits ihres niederwertigen Halbbytes (Nibbles) für die Link-Funktion reserviert. Das Bit PRM des Steuerwortes ist für die Signalisierung der Übertragungsrichtung der Meldung reserviert.

Die folgenden Frames werden im PROCOME-Protokoll in Richtung vom Master zum Slave verwendet:

#	Name	Fcv	Beschreibung
0	SEND RESET UC	Nein	Reset-Befehl der Slave-Verbindungsebene. Der Slave muss seine Änderungswarteschlange von ED löschen und den Wert des zuletzt empfangenen FCB auf 0 setzen. Die Bestätigung vom Slave kann positiv (0, CONFIRM ACK) oder negativ sein (1, CONFIRM NACK).
3	SEND DATA	Ja	Senden von Daten mit Bestätigung. Die Ausführungsbefehle werden bei diesem System an ekorRPci gesendet. Die Bestätigung vom Slave kann positiv (0, CONFIRM ACK) oder negativ sein (1, CONFIRM NACK).
4	SEND DATA NR	Nein	Senden von Daten ohne Bestätigung. Das Systemdatum und die Systemzeit werden bei diesem System an ekorRPci-Geräte gesendet. Von den Slaves wird keine Antwort erwartet.
6*	REQUEST DATA S	Ja	Anforderung spezieller Daten. Diese dient zum Abrufen von Steuerdaten von den Slaves. Die Werte von ED, EA und EC sowie die Änderungen an ED werden mit diesem Mechanismus von den ekorRPci-Geräten abgerufen. Es wird eine Datenantwort mit Daten (8, RESPON DATA) erwartet, auch wenn noch keine Daten verfügbar sind (9, RESPON NO DATA) oder ohne dass die Daten implementiert sind (15*, RESPOND NOT IMP).
7*	SEND RESET FCB	Nein	Reset-Befehl der Slave-Bitebene (FCB). Der Slave muss den Wert des zuletzt empfangenen FCB auf 0 setzen, ohne seine Änderungswarteschlange zu löschen. Die Bestätigung vom Slave kann positiv (0, CONFIRM ACK) oder negativ sein (1, CONFIRM NACK).
9	REQUEST LSTS	Nein	Link-Level-Statusabfrage. Damit wird überprüft, ob Verbindung zum Slave besteht. Es wird eine Antwort 11 erwartet (RESPONDF LSTS).
10	REQUEST DATA C1	Ja	Datenanforderung der Kategorie 1 (dringend). Diese dient zum Abrufen dringender Daten von den Slaves. Dieser Mechanismus erlaubt nur das Abrufen der Ursache für den Geräteneustart von den ekorRPci-Einheiten. Es wird eine Datenantwort mit Daten (8, RESPON DATA) erwartet, auch wenn noch keine Daten verfügbar sind (9, RESPON NO DATA) oder ohne dass die Daten implementiert sind (15*, RESPOND NOT IMP).
11	REQUEST DATA C2	Ja	Datenanforderung der Kategorie 2 (nicht dringend). Diese dient zum Abrufen nicht dringender Daten von den Slaves. Es wird eine Datenantwort mit Daten (8, RESPON DATA) erwartet, auch wenn noch keine Daten verfügbar sind (9, RESPON NO DATA) oder ohne dass die Daten implementiert sind (15*, RESPOND NOT IMP).

*Spezielle Funktionen des Procome-Protokolls. Die übrigen Funktionen stimmen mit den Link-Level-Funktionen nach IEC 870-5-2 überein.

In Richtung vom Slave zum Master gilt Folgendes:

#	Name	Beschreibung
0	CONFIRM ACK	Positive Bestätigung
1	CONFIRM NACK	Negative Bestätigung
8	RESPOND DATA	Antwort mit Anwendungsdaten
9	RESPOND NO DATA	Antwort ohne Anwendungsdaten
11	RESPOND LSTS	Antwort auf Link-Statusabfrage
14*	RESPOND LERROR	Antwort, die signalisiert, dass die Slave-Verbindungsebene nicht einwandfrei arbeitet.
15*	RESPOND NO IMP	Antwort, die signalisiert, dass die den angeforderten Daten zugeordnete Funktionalität im Slave nicht implementiert ist.

*Spezielle Funktionen des Procome-Protokolls. Die übrigen Funktionen stimmen mit den Link-Level-Funktionen nach IEC 870-5-2 überein.

10.3.2. Anwendungsebene

Zum Austauschen von Daten zwischen den Anwendungsfunktionen und zwischen den Master- und Slave-Geräten werden Daten in den Frames von variabler Länge untergebracht. Die Anwendungsdaten heißen ASDU (Application Service Data Unit) und verfügen über einen gemeinsamen Header, der ihren Typ angibt und an den sich die spezifischen Daten der jeweiligen Dateneinheit anschließen.
Die Struktur des Headers (d.h. die Identifikation der Dateneinheit) sieht wie folgt aus:

Offset	Name	Beschreibung
0	Typ	Datentypkennung. Der in diesem Feld gespeicherte numerische Wert dient zur eindeutigen Kennzeichnung der Anwendungsdaten.
1	Vsq	Steht für „Variable structure qualifier“. Gibt die Anzahl der in der ASDU enthaltenen Datenstrukturen an.
2	Cot	Steht für „Cause of transmission“. Gibt den Grund für die Datenübertragung an.
3	Addr	ASDU-Adresse. Dies ist die ASDU-Adresse auf der Anwendungsebene. Sie braucht nicht mit der Adresse auf der Verbindungsebene identisch zu sein, da eine Link-Verbindung auch für mehrere Anwendungsverbindungen genutzt werden könnte. Im PROCOME-Protokoll ist sie allerdings identisch.

Die nachstehende Tabelle gibt an, welches Informationsobjekt welchem Datentyp zugeordnet ist. Die Struktur dieses Objekts hängt von den im Einzelfall übertragenen Daten ab; alle jedoch besitzen dieselbe Start- und Informationsobjekt-Kennung, die wie folgt strukturiert ist:

Offset	Name	Beschreibung
4	Fun	Funktionstyp
5	Inf	Informationsnummer

Schließlich sind auch die Informationsobjektdaten von Offset 6 im Anwendungsdatenfeld enthalten.

Die im PROCOME-Protokoll verwendeten ASDUs haben für jedes einzelne Header-Feld voreingestellte Werte.

Die ASDUs, die beim Datenaustausch zwischen Master- und Slave-Geräten verwendet werden, entsprechen einem Anwendungsprofil, das den Start der Sekundärstationen, die Steuerfunktionen, die Steuerabfrage, den Refresh-Zyklus für die digitalen Steuersignale (der den möglichen Überlauf entsprechend dem Inhalt des Änderungspuffers abfängt) und die Befehlsreihenfolgen unterstützt. Somit lauten die ASDUs in Richtung von den sekundären Geräten (Slaves) zum primären Gerät (Master) wie folgt:

Typ	Beschreibung
5	Identifikation
100	Übertragung der ED-Änderungen und Messungen (Foto EA und Änderungen)
101	Zählerstandsübermittlung (Foto EC)
103	Übermittlung des aktuellen ED-Betriebszustands (Foto ED)
121	Befehlsreihenfolgen

In Primär-Sekundär-Richtung lauten die ASDUs wie folgt:

Typ	Beschreibung
6	Synchronisation der Slaves
100	Anforderung von Steuerdaten (Foto EA, ED-Änderungen, Stop EC und Foto EC)
103	Anforderung des aktuellen ED-Betriebszustands (Foto ED)
121	Befehlsreihenfolgen

NOTIZEN

TECHNISCH-KAUFMÄNNISCHE ABTEILUNG:

www.ormazabal.com